

Capítulo 4

Aspectos económicos y regulatorios para el aprovechamiento
de los recursos distribuidos de bioenergía en Colombia

Regulatory and economic aspects for the use of
distributed bioenergy resources in Colombia

Clara Inés Buriticá-Arboleda

Doctor, Magíster, Especialista, Ingeniero Mecánico. Profesor-investigador
Universidad Autónoma de Colombia. Bogotá, Colombia.

Contacto: clburiticaa@udistrital.edu.co

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4073-3471>

Fabio Alberto Aldana Méndez

Magíster, Especialista, Ingeniero Mecánico. Profesional Especializado
Superintendencia de Servicios Públicos. Bogotá, Colombia.

Contacto: faaldana@superservicios.gov.co

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3947-054X>

Ricardo Moreno-Chuquen

Doctor, Magíster e Ingeniero. Profesor - investigador de la
Universidad Autónoma de Occidente. Cali, Colombia.

Contacto: rmoreno@uao.edu.co

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4321-2623>

Resumen

Los Recursos Distribuidos de Bioenergía (RDB) se encuentran por lo general del lado de la demanda y en propiedad del usuario energético, ya sea del sector residencial, comercial, industrial, de servicios, en la comunidad o en la municipalidad. Por esta razón, la mayor parte de los RDB se monetizan cuando los usuarios deciden autoproducir energía, ya sea al reducir sus costos de consumo, o bien a través de la venta de sus excedentes. En el presente capítulo se describen los principales aspectos económicos y regulatorios para el aprovechamiento de los RDB en Colombia, y se plantean pautas para su análisis, a la luz de algunas deficiencias e insuficiencias halladas en su implementación. Para visibilizar la competitividad de los RDB con respecto a la producción carboeléctrica (la tecnología convencional más económica) y con otros recursos de energía descentralizada, se utilizaron dos métodos: el costo índice de la generación eléctrica, y el Costo Nivelado de Energía (LCOE). A diferencia de las otras tecnologías, el aprovechamiento de los RDB del lado de la demanda ahorra dinero a los consumidores, despierta el interés de los inversores y crea numerosos puestos de trabajo nuevos. Estos beneficios pueden ayudar a impulsar las economías en dificultades, especialmente en este periodo de pandemia.

Palabras clave: recursos distribuidos de bioenergía, costos de generación eléctrica, logística de la cadena de valor de la bioenergía, regulación, factor de capacidad.

Abstract

Distributed Bioenergy Resources (DBR) are often associated to the demand, belonging to energy users of any kind and scale: residential, commercial, industrial, service provider, and from communities to whole regions. For this reason, most DBR are monetized when users decide to autoproduce energy, either through saving consumption costs, or else by selling their energy surplus. In the following chapter, we will describe the main economical and regulatory aspects of DBR exploitation in Colombia, alongside some guidelines for their analysis based on deficiencies and problems found in their implementation. To evaluate the competitiveness of DBRs compared to carboelectric (the cheapest conventional technology available) and other decentralized energy resources, two methods were used: the cost index of electric generation, and the Levelized Cost Of Energy (LCOE). Unlike these other technologies, the demand-wise exploitation of DBRs saves cost to consumers, stirs interest among investors, and creates numerous jobs. All these benefits could potentially aid struggling economies, specially in these times of pandemia.

Keywords: bioenergy distributed resources, electricity generation costs, logistics of the bioenergy value chain, regulation, capacity factor.

Introducción

Tal como se estableció en el capítulo 1 de este libro, los Recursos Distribuidos de Bioenergía (RDB), se encuentran por lo general del lado de la demanda, en propiedad del usuario energético, ya sea del sector residencial, comercial, industrial, de servicios, en la comunidad o en la municipalidad.

Partiendo de la base, de que los RDB se materializan, cuando el usuario decide participar en los mercados a través de las actividades de auto-producción y entrega de excedentes, en el presente capítulo se esbozan y describen los principales aspectos económicos y regulatorios para el aprovechamiento de dichos recursos en Colombia; se plantean pautas para la revisión de los mismos, a la luz de algunas deficiencias e insuficiencias halladas en las prácticas, políticas y regulación económica actual; y, se identifican las principales barreras y oportunidades para el aprovechamiento de los RDB. No obstante, se llama la atención en que siempre es necesario considerar la realidad socio-económica de los países de la región, y, de Colombia en particular, que “... se caracteriza por un elevado riesgo país, dificultades en el acceso al financiamiento, y una mayor sensibilidad social y política respecto a los costos, comparada con los países desarrollados.” (CAF & FB, 2013)

En general, las actividades de autoproducción y entrega de excedentes hacen parte de la llamada energía descentralizada o no convencional,

que complementa los parques de generación, a nivel local, regional y nacional, para satisfacer la demanda de energía eléctrica y térmica. La energía descentralizada, al igual que la energía centralizada o convencional, tienen su origen y explicación en la teoría económica, sin especificidad alguna para su aplicación en los mercados de la industria eléctrica.

Sin embargo, es de anotar que los cálculos de costos de los RDB desarrollados en este capítulo, se enfocan desde la perspectiva de los inversores privados, un productor de energía independiente o una comunidad que busca invertir en la producción de energía. Los análisis excluyen la consideración de incentivos o subsidios, así como los precios relativos originados en las externalidades positivas de los RDB, principalmente los relacionados con la reducción de la contaminación del aire local, la energía firme aportada para la seguridad de abastecimiento eléctrico, la flexibilidad operativa que puede reducir pérdidas en redes de distribución y coadyuva en la eficiencia energética y gestión de la demanda.

4.1. Aspectos económicos asociados a la bioenergía como recurso distribuido

“La realidad socio-económica de los países de la región en general se caracteriza por un elevado riesgo país, dificultades en el acceso al financiamiento, y una mayor sensibilidad social y política respecto a los costos, comparada con los países desarrollados.” (CAF & FB, 2013)

En economía, el término “bien” es utilizado para nombrar cosas u objetos materiales o servicios inmateriales cuyo uso produce cierta satisfacción de una necesidad o de un deseo; los bienes que satisfacen una necesidad son bienes imprescindibles para la supervivencia como integrante de la sociedad y del sistema económico, contrario a los bienes que satisfacen un deseo.

Los bienes económicos, en general, existen en cantidades limitadas y su asignación sigue algún tipo de procedimiento económico (como mer-

cado, racionamiento, reparto, entre otros), por lo cual estos bienes están sujetos a precios y condiciones restringidas de acceso.

En la industria eléctrica y como caso particular, el suministro eléctrico, es complejo por la diversidad tecnológica con implicaciones económicas en la producción de la electricidad, ya sea como un bien o como un servicio. Podría decirse que cada tecnología utilizada de producción centralizada o de energía descentralizada aporta al sistema, no solamente la energía generada sino también, sus características técnicas, tecnológicas y operativas, a costos específicos, entre las que se destacan: eficiencia, tiempos de arranque y parada, rampas de aumento y disminución de carga, rangos de sus factores de capacidad y de utilización e incluso, hasta los costos específicos asociados a sus externalidades positivas y negativas, como más adelante se tratará.

En este apartado se presentan los aspectos económicos de los Recursos Distribuidos de la Bioenergía (RDB), bajo un formato de estructura de costos y características técnicas, similar al que se trabaja convencionalmente con la producción centralizada; la metodología utilizada es similar y comparable con la del cálculo de costos nivelados de energía⁸ (LCOE, por su sigla en inglés). Con ambas metodologías se obtienen los costos de la generación referenciados a una unidad de energía eléctrica, razón por la cual, también son llamados costos índice o costo unitario de electricidad. Sin embargo, existe una diferencia fundamental entre ambas metodologías: los LCOE, hacen referencia al costo medio de generar una unidad de energía eléctrica, para ello, se totalizan los costos y se dividen entre la sumatoria de la generación anual de electricidad, para un rango de años específico, a diferencia de la estructura general de costos propuesta a continuación, en la que cada costo asociado a la generación eléctrica, se lleva a un costo unitario. Así, para conocer el costo total anual de la generación eléctrica para una central o una unidad de generación específica, se multiplica el costo índice (costo unitario) por la sumatoria de la generación

⁸ Para mayor información de la metodología de los costos nivelados de energía (LCOE) y su modelo matemático, ver el Anexo 1 de (IRENA, 2019).

anual de electricidad, para la cual se han considerado dos factores que influyen en la operación: el factor de capacidad y el factor de utilización.

4.1.1. Estructura general de costos de la generación eléctrica

El conocimiento de la relación entre la teoría de la producción y una teoría coherente de los costos asociados a esta, es esencial para determinar tanto los ingresos como las ganancias de una empresa y sobre esta base, argumentar la toma de decisiones sobre la productividad, la distribución de dividendos, los ahorros e inversiones, el pago de impuestos, entre otros, como formas de expresión de las preferencias de la empresa.

El concepto de costo a utilizar es el de costo económico, entendido como un costo de oportunidad y diferente, en todo sentido, del costo contable. Se asume que el costo económico calculado para un determinado bien o servicio involucra las oportunidades dejadas de lado al ser usado en la producción de dicho bien, o, en la prestación de tal servicio. El costo de oportunidad señala la valoración que el mercado y la comunidad le dan a los recursos, bienes y servicios, que se negocian. (Buriticá-Arboleda et al., 2019).

El término producción se entiende, en sentido amplio, como toda actividad que crea utilidad actual o futura. De manera convencional, la producción se define como el proceso que transforma materias primas o factores de producción en productos y servicios. Entre los factores de producción, los economistas han incluido tradicionalmente: la tierra, el trabajo, el capital y la denominada “iniciativa empresarial” –definida como el proceso de organizar, gestionar y asumir la responsabilidad de una empresa–. Sin embargo, cada vez es más frecuente añadir a dicha lista factores como los conocimientos o la tecnología, la organización y la energía (Frank, 2001).

La relación en la cual se combinan factores de producción para obtener un producto se denomina función de producción. De otra manera, la función de producción indica cómo varía la producción cuando se alteran

algunos de los factores de producción o todos. En la práctica, no todos los factores de producción se pueden alterar en los mismos periodos de tiempo; por ello, se discrimina entre factores fijos y factores variables. Un factor variable es aquel cuya cantidad puede alterarse libremente; un factor cuya cantidad no puede alterarse (o de ser posible sería a un costo prohibitivo) en un determinado periodo de tiempo, se denomina factor fijo, con respecto a ese periodo de tiempo.

Tabla 4.1 Modelo de cálculo de los costos unitarios de la producción de electricidad.

Sigla	Costos	Unidades	Descripción	Relaciones
OC	De inversión (overnight cost)	\$/kW_y≡ (1/8,76)* (\$/MWh)	Capital que se invierte en activos para la producción de electricidad. Dado que solo se desembolsan una vez; se utiliza la fórmula de contabilidad, para calcularlos como flujo constante de capital de inversión anual	$\frac{r \cdot OC}{1 - e^{-rT}} \approx \frac{r \cdot OC}{1 - \left(\frac{1}{(1+r)^T}\right)} \quad (1)$ <p>OC: costo de inversión o de capacidad instalada (USD\$/kW_y); r: tasa de descuento; T: vida útil de activos (años)</p>
CF	Fijos	\$/MWh	No varían con la producción. Se calculan como la sumatoria de los costos fijos de inversión en infraestructura física, máquinas, alquiler, intereses, impuestos, personal fijo para AO&M, entre otros	$CF = CF_{invers} + CF_{AO\&M} + CF_{otros} \quad (2)$
CV	Variables	\$/MWh	Varían con la producción. Se calculan como la sumatoria de los costos de combustible, personal variable para AO&M, aranceles, costos de arranque/parada, rampas de subida/bajada de carga, cargos operativos adicionales, entre otros	$CV = CV_{combust} + CV_{AO\&M} + CV_{otros} \quad (3)$
CT	Totales	\$/MWh	Suma total de los costos de producción: fijos + variables (costos de operación en los cuales inciden el factor de carga y el factor de utilización)	$CT = CF + CV * fc * fu \quad (4)$
CMg	Marginales	\$/MWh	Costo de oportunidad de producir una unidad más de electricidad o dejarla de producir	$\frac{\Delta CT}{\Delta Q}$

Fuente: Adaptado de (Buriticá-Arboleda et al., 2019).

Aplicando los anteriores conceptos, tal como se presenta en (Buriticá-Arboleda et al., 2019; Buriticá-Arboleda & Álvarez-Bel, 2011), a los principios básicos del proceso de producción de electricidad y luego asociando con la teoría general de costos, se obtiene el modelo linealizado para el cálculo de los costos unitarios de la generación eléctrica, ver Tabla 4.1. Tal

estructura de costos es aplicable a diferentes tecnologías de la producción de energía; a fin de compararlas de forma transparente y bajo los mismos criterios técnico-operativos, para evaluar su competitividad.

En la producción de electricidad, los Costos Fijos (CF) están determinados fundamentalmente por el capital de inversión en activos de generación. Se dice que estas inversiones son de capital intensivo en consideración a su elevado valor. Usualmente la inversión en activos de generación se da en US\$/kWe; es decir, el costo en dólares por cada kW de potencia eléctrica a instalar. La inversión total se hallará multiplicando este valor por la capacidad total instalada.

A fin de unificar las unidades del modelo de costos de producción de electricidad, se utiliza la Ec. (1) de la Tabla 4.1., para amortizar el capital de inversión (OC) durante el tiempo de vida útil estimada de la instalación, las unidades resultantes son \$/kW_y. El factor de conversión de \$/kW_y a \$/MWh es de (1/8,76). Si se quiere calcular amortización mensual, se reemplaza r por $r/12$ y T por $12T$, en la Ec. (1). (Stoft, 2002).

En el caso de unidades de generación de energía eléctrica ya instaladas y con más de 20 años de operación comercial, el componente de CF, por amortización de la inversión en los activos se considera nulo. Sin embargo, un error frecuente en el cálculo de los costos de producción, es considerar solamente los costos variables; dejando los costos fijos como costos hundidos. (Frank, 2001).

Otros CF a tener en cuenta para cálculos más precisos son: alquileres, primas de seguros, intereses, impuestos, mano de obra para actividades de Administración, Operación y Mantenimiento (AO&M) y otros pagos que la empresa se ha comprometido contractualmente a efectuar a corto plazo y que no varían cuando varía el nivel de producción. Estos pagos adicionales suelen ser llamados costos generales por los directivos de empresas. Ver Ec. (2).

El Costo Variable (CV), es el costo total de todos los factores de producción variables en cada uno de los niveles de producción. Para simplificar

el modelo, se utilizan solo los principales componentes de los CV: costo de combustible (CVcombust), costos variables de Administración, Operación y Mantenimiento (CVAO&M), y, costo de arranque-paradas de máquina (CVA-p). Otros costos como los de emisiones, rampas de subida y bajada de carga, consumo específico de combustible, factores de disponibilidad de recursos energéticos primarios, factores de condiciones ambientales y geográficas como ubicación de las unidades: costa, sierra, selva; altura, diseño, entre otros; deben ser considerados para estudios más específicos. Ver Ec. (3).

Cuando no se conoce la eficiencia promedio del proceso, el precio del combustible puede ser calculado multiplicando tres factores: el precio del combustible en \$/MBTu, por su rata de calor en kBTu/kWh y de ser el caso, por un factor estimado de penalización si opera de forma intermitente y a carga parcial. Para incorporar los costos de arranque y parada, se debe aumentar el costo variable para cubrir los costos directos de estas y daños previstos.

El cálculo de los CV de la producción de energía es una tarea compleja dada la diversidad y particularidades técnico-económicas de las tecnologías de producción (dificultad para tipificar costos), de una parte y por la alta variabilidad de los factores de producción. Así, la cantidad de electricidad producida depende de dos factores del régimen operativo de cada unidad de producción: el factor de capacidad o factor de carga (f_c) que indica el porcentaje de carga de la unidad respecto a su capacidad nominal de producción y el factor de utilización (f_u) que indica el porcentaje de tiempo (generalmente anual) en que la unidad está produciendo.

Los Costos Totales (CT), se calculan sumando los CF totales más los CV totales. La Ec. (4), muestra la relación para el cálculo de los costos totales; puede observarse que tiene la forma de la ecuación de una recta. Por tanto, la gráfica de CT, para cada una de las unidades de producción de electricidad, de acuerdo a la tecnología, es una línea recta; esta recta es característica de cada unidad.

Dado el sinnúmero de variables y factores críticos que afectan la producción eléctrica, en cada periodo de tiempo, los costos marginales son los que mejor pueden representar las condiciones reales de tal producción y de la oferta de esta, en general. El costo marginal hace referencia a la situa-

ción de la última unidad producida o dejada de producir, no como media, sino de manera exacta, como derivada.

La idea de costo de oportunidad, facilita la posibilidad de una elección más racional entre las diversas alternativas posibles que el concepto normal de costo, y si una comunidad económica fuese completamente competitiva, los precios de todos los bienes y servicios serían exactamente idénticos a los costos de oportunidad porque los propietarios de los factores, no aceptarían una retribución más baja de la que podrían obtener en otras aplicaciones, ni la demanda estaría dispuesta a pagar por los bienes más allá del mínimo necesario para poderlos utilizar. Es decir, en esta situación ideal, los precios y los costos monetarios serían fiel reflejo del costo de oportunidad.

La diversidad tecnológica reflejada en los diferentes valores de la estructura de costos de producción determina a su vez, características técnico-operativas de cada unidad de producción. Estas características técnico-operativas y sus costos asociados, determinan también rangos de operación óptimos (más eficientes) para cada tipo de tecnología.

Cabe resaltar, además, que este método para calcular la estructura de costos asociados a la producción de electricidad, aplicado a un parque de generación específico, también permite determinar los costos del sistema, para abastecer la demanda eléctrica en un momento determinado; la tecnología marginal, en un sistema eléctrico, es decir, la última tecnología que requiere operar para abastecer la última unidad de energía eléctrica demandada; inclusive, permite identificar para cada periodo de tiempo, la tecnología más económica, bajo condiciones particulares, de un parque de generación en un mercado eléctrico.

4.1.2. Costos específicos asociados a los Recursos Distribuidos de Bioenergía (RDB)

La industria de la bioenergía como recurso distribuido, ha enfrentado desafíos logísticos, en las últimas dos décadas. La producción de biocombustibles tradicionales de primera generación (etanol), se ubicaron en medio de los campos de cultivo, de maíz, por ejemplo, dentro de un corto

radio desde su suministro. Ello a causa de los altos costos del transporte de biomasa. Generalmente, los RDB se encuentran en cantidad limitada, por lo que la producción de bioenergía tiene baja capacidad y hasta ahora, no se ha beneficiado de las economías de escala asociadas con altos volúmenes de producción. Los biocombustibles de segunda generación utilizan residuos agrícolas, pecuarios y forestales, como materia prima. Los esfuerzos logísticos con la carga, descarga y transporte de este tipo de materia prima, son mayores, ya que estos tipos de materia prima de biomasa son voluminosos, inestables desde el punto de vista aeróbico y tienen pobres propiedades de fluidez. Debido al alto contenido de acidez, humedad y oxígeno, para los biocombustibles de primera y segunda generación, no se puede utilizar el sistema de tuberías que está actualmente en funcionamiento para la distribución de combustibles fósiles. (Eksioglu et al., 2015).

Siendo así, todos los tipos de bioenergía continuarán enfrentando los altos costos del transporte de materia prima de biomasa y otros desafíos logísticos, que demandan diseños adecuados de las cadenas de suministro. El mayor porcentaje del costo de la bioenergía, proviene de las operaciones logísticas. Por tanto, dado que el precio de la bioenergía es relativamente bajo (a manera de ejemplo: 0,16 € por kg de pellets de madera), para que el uso de este tipo de recurso energético sea viable, es necesario que su suministro en la cadena, desde la recogida y el transporte, hasta el almacenamiento y la distribución (logística), sea eficiente y esté bien definida y optimizada. (Nunes et al., 2020; Tiwari et al., 2018).

Además, debido al bajo poder calorífico de los biocombustibles, el transporte de los biocombustibles primarios y los secundarios, es uno de los temas de mayor importancia, para hacer de la bioenergía una opción energética, económicamente viable.

Los costos de la biomasa como combustible, se pueden dividir en tres partes, cuando apliquen:

- los costos asociados a la compra de los recursos de biomasa,
- los costos asociados al tratamiento requerido para la biomasa,
- los costos asociados a la logística de recolección y transporte.

Dentro de los costos totales, relacionados con el aprovechamiento energético de la biomasa, los costos de transporte presentan la mayor participación, pues pueden alcanzar hasta un 45%, y pueden ser determinantes a la hora de evaluar económicamente la viabilidad de un proyecto. La producción a gran escala de los RDB, se enfrenta a varios problemas:

- La biomasa se debe recolectar de un gran número de sitios.
- Bajo rendimiento en los sitios. Esto implica mayor frecuencia en los movimientos de maquinaria hacia nuevos sitios, lo que resulta en una utilización sub-óptima de la capacidad de transporte.
- Gran dispersión en los sitios. Las distancias a las plantas de biomasa varían continuamente, cambiando los ratios de productividad.
- Variaciones en las propiedades de la biomasa. Cada fuente de biomasa puede necesitar de maquinaria específica y produce distintos tipos de combustible.
- Variaciones en la calidad. La biomasa se deteriora rápidamente durante el almacenamiento, por lo que la duración y condiciones de este deben determinarse para asegurar la calidad del combustible.

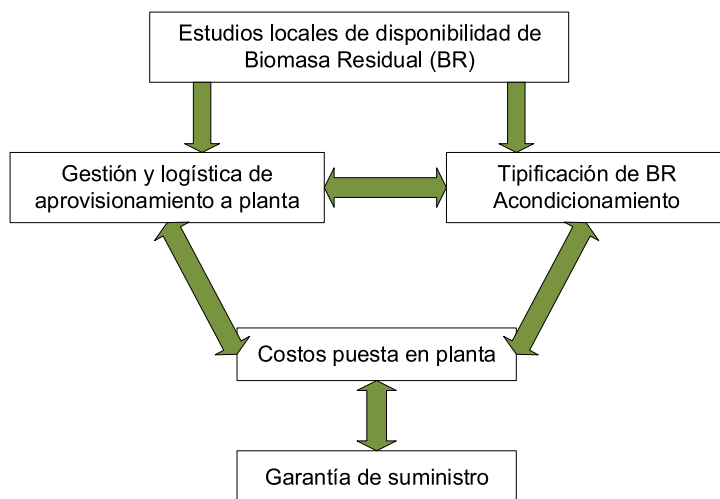


Figura 4.1 Modelo de la logística y abastecimiento de la biomasa.
Fuente: Adaptado de (Moysi, 2008).

La experiencia muestra que es necesario un acercamiento integral de tipo logístico, para adelantar de manera adecuada la gestión y hacer frente a la problemática propia de adquisición, transporte y manejo de la biomasa. Un modelo generalizado de la función logística de una planta de generación a partir de biomasa se describe en la Fig. 4.1.

El modelo de la organización logística de abastecimiento, parte del desarrollo de estudios locales de disponibilidad de la biomasa, que consiste de los siguientes elementos:

- Identificación y cálculo del potencial de biomasa disponible en torno a la planta de generación eléctrica
- Discriminación de biomاسas con aprovechamiento energético viable, teniendo en cuenta sus restricciones: propiedades energéticas, usos secundarios, parcelación, infraestructuras, etc. Esto con el fin de determinar el potencial real disponible
- Determinación y obtención de densidades energéticas superficiales, de manera que se pueda cuantificar tanto la producción del recurso energético de biomasa por hectárea (t/ha), como la potencia eléctrica por hectárea (MW/ha).
- Recomendable la utilización de sistemas de información geográfica donde se levante una cartografía digitalizada.

Con los datos de los estudios de disponibilidad de la biomasa se procede a diseñar los procesos de gestión y logística de aprovisionamiento a planta. Este diseño debe contener:

- optimización de la fase de recolección de la biomasa
- optimización del transporte
- definición de las necesidades de almacenamiento
- diseño de la logística del aprovisionamiento
- definición de los procesos de recepción en planta

Con la información de los estudios de disponibilidad de la biomasa y en interacción con los diseños de gestión y logística de aprovisionamiento,

se procede a desarrollar la tipificación de la biomasa y su acondicionamiento, el cual debe contener:

- La caracterización energética (% humedad, Poder Calorífico Inferior PCI, análisis elemental e inmediato, % de cenizas, densidad aparente, etc.). Además, las condiciones a cumplir en materia de la función tecnológica y las obligaciones normativas.
- Determinación del tipo óptimo de acondicionamiento, según el tipo de biomasa y su uso posterior (secado, astillado, empaclado, separación en partes, interés en mezclas. etc.)
- Determinación de la necesidad de densificación (peletizado o granulado).

Posteriormente se procede a costear la disposición de la biomasa en planta; se calcula como la suma de los siguientes costos:

- Precio de suministro al proveedor de la biomasa
- Costo de obtención en campo
- Costo de transporte al centro de almacenamiento
- Costo de almacenamiento y pretratamiento
- Costo de transporte a la planta
- Costo de almacenamiento y adecuación
- Costo del integrador logístico

Por último, se analiza la variable rectora del modelo, la cual consiste en evaluar la garantía de suministro, que proporcione una seguridad de abastecimiento, entendida como la disponibilidad del producto energético a precios asequibles; pues a la postre, constituye el objetivo central de todo el proceso de gestión logística de la biomasa; y, para ello es necesario determinar:

- cronograma previsto de generación de electricidad y/o calor con los datos del tipo de biomasa, sus cantidades, características y costos, con horizonte anual.
- la biomasa no intermitente y los ritmos de cosecha de la biomasa intermitente.

- las posibilidades de desarrollo local de la biomasa que otorguen seguridad de abastecimiento.
- las posibilidades de abastecimiento de biomasa, de lo externo a lo local (importaciones de existencias en un radio de distancia de 100 km).
- la influencia del marco regulatorio sobre seguridad de abastecimiento.

Con esta información se desarrollan iteraciones para evaluar y escoger los óptimos de costos y seguridad de abastecimiento, para diferentes alternativas de abastecimiento logístico de la biomasa.

4.1.3. Las externalidades y los precios relativos de los Recursos Distribuidos de Bioenergía (RDB)

Las externalidades son definidas como efectos colaterales de una actividad económica; es decir, las externalidades se producen siempre que las actividades de un agente económico afecten a las actividades de otro agente, de una forma que no queda reflejada en las transacciones del mercado. Las externalidades (también llamadas efectos externos) pueden ser positivas o negativas. En muchas actividades productivas, tal como la de producción de energía, también se ocasionan perjuicios o daños (y no beneficios), que generan costos externos a las actividades propias de la actividad productiva; en tales casos se trata de externalidades negativas, cuyo ejemplo clásico es la contaminación ambiental.

Las externalidades positivas son un beneficio adicional que pueden recibir todos los consumidores, clientes y usuarios finales; “todos”, aún aquellos que no son conscientes de su existencia. En términos económicos, es un beneficio adicional de las actividades productivas, que recae en personas que no participan directamente en dichas actividades, ni tienen que asumir costo alguno para su obtención y suministro (free-riders). A quienes reciben los beneficios de las externalidades positivas, se les denomina free-riders (Frank, 2001).

Dicho de otra forma, las externalidades positivas (entiéndase beneficios o efectos positivos) de diferentes actividades, tal como la producción de energía a partir de recursos renovables o la bioenergía, entre otras, las exponen a problemas de free-riders. Free-rider, es el término utilizado para designar a las personas beneficiadas libremente por los efectos externos de alguna actividad económica, sean positivos o negativos. En otras palabras, el free-rider es una persona que recibe un beneficio por utilizar un bien o un servicio, pero evita pagar por él. Los ingleses lo denominan también “viajero sin billete”. En una estructura de interacción colectiva los free-riders son aquellos jugadores o actores que, bajo diversas circunstancias, se ven beneficiados por las acciones de los demás, sin ellos mismos cargar con el costo de esas acciones. En economía pública, un free-rider es aquel individuo que tiene interés en beneficiarse de un bien público, como el ejército, la policía, o el alumbrado público, pero no está dispuesto a pagar por él. Por no existir un consenso para la traducción del término “free-riders” al castellano, es usual utilizar este término original en inglés.

Las externalidades positivas y negativas, han conducido importantes cuestionamientos y problemas, respecto al tratamiento económico de sus respectivos efectos positivos o negativos; tales como:

- Su difícil cuantificación como bien o servicio tangible: ¿Qué cantidad de efectos se producen? ¿Qué implicaciones tiene producir más o menos efectos, sean positivos o negativos? ¿Cuántos efectos se pueden legalizar como propiedad del productor o del consumidor y cómo se haría? ¿Cómo ceder o limitar los efectos, sean positivos o negativos, a otros?
- Su difícil valoración económica: ¿Cuánto cuesta producirlos? ¿Cuál es el costo de suministrarlos? ¿Cuál sería su precio para usuarios finales?

El tratamiento convencional de las externalidades se ha basado en la visión unilateral que se tenía de estas. Bajo esta visión se creó una tradición jurídica e institucional en la cual generalmente:

- Quien producía una externalidad negativa era declarado responsable de los daños causados a terceros y debía ser penalizado por ello, fuese con la negación de los permisos para realizar la actividad económica que producía tal externalidad negativa o mediante impuestos que recogieran el coste social de los daños causados,
- y, quien producía una externalidad positiva debía ser recompensado por los efectos externos positivos producidos por la realización de su actividad económica con una subvención que recogiera el beneficio social ocasionado.

En el tratamiento convencional, que la teoría económica les ha dado a las externalidades, se desconoce la posibilidad de que las partes implicadas pudiesen negociar acuerdos particulares según fuese el caso de la externalidad y sus efectos –positivos o negativos; al igual, que desconoce cualquier tipo de derechos de propiedad que pudiesen existir por los efectos externos producidos, a partir de la actividad económica realizada.

Las externalidades, positivas o negativas, no se dan exclusivamente en la producción o en el consumo; se da en ambos casos, en el consumo: cuando por ejemplo las decisiones de producción de electricidad afectan los niveles de utilidad que pueden alcanzar los consumidores y en la producción: cuando al producir electricidad, no solo se entrega la energía, sino también, se agrega valor a la seguridad de abastecimiento eléctrico, lo cual debería reconocérsele al productor.

Por tanto, la existencia de externalidades implica que los precios de mercado no recogen las valoraciones marginales de los agentes que se ven afectados por los efectos externos de las actividades productivas y del consumo; es decir, los precios solo reflejarán los costos marginales privados, y no el costo marginal social, que recoge la existencia de dichos efectos externos. Por lo tanto, teóricamente la institución de mercado deja de alcanzar la solución eficiente en el sentido de Pareto.

Es de aclarar que, el costo marginal privado hace referencia al costo de los factores privados necesarios en la producción de un servicio o de una unidad de un bien; mientras que, el costo marginal social, hace referencia a la suma del costo marginal privado más el beneficio que supone la externalidad. En el caso de una externalidad positiva, al costo marginal privado se le debe agregar la valoración del beneficio obtenido por los individuos afectados y en el caso de una externalidad negativa, se trata de agregar la valoración del daño, sobre los individuos afectados por dicha externalidad.

El concepto de eficiencia en el sentido de Pareto (también llamado óptimo de Pareto), se utiliza para describir aquellas situaciones en las que es imposible mejorar el bienestar de una persona sin empeorar el de alguna otra. Se basa en criterios de utilidad: si algo genera o produce provecho, comodidad o interés sin perjudicar a otro, provocará un proceso natural de optimización hasta alcanzar el punto óptimo. Este concepto de optimalidad en el sentido de Pareto fue “expuesto por el economista italiano del siglo XIX Vilfredo Pareto. En esencia, las asignaciones son óptimas en el sentido de Pareto cuando no es posible realizar ningún otro intercambio mutuamente beneficioso.” (Frank, 2001).

Como se ilustra en la Fig. 4.2., dado el efecto de externalidad positiva –que origina la diferencia entre el costo marginal social y el privado– la asignación del mercado deja de ser eficiente: el costo marginal privado es superior a la disposición marginal de pago. En este caso habría una reducción de bienestar social si el productor decidiera producir solo x unidades, o en otras palabras, la producción del bien -bioenergía- que genera la externalidad positiva es insuficiente para alcanzar la eficiencia. La solución de mercado eficiente se daría con la producción de y unidades a un precio de mercado P_y .

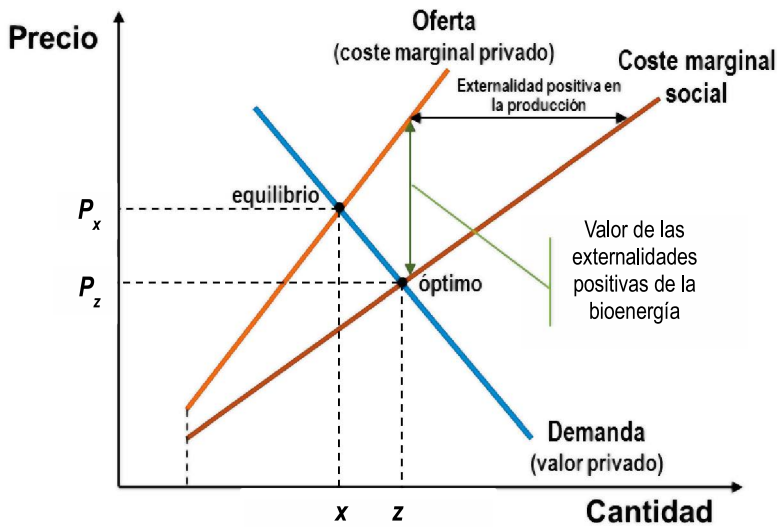


Figura 4.2 Relación entre los costos marginales privados y sociales en el caso de externalidades positivas en la producción de la bioenergía.

Fuente: Adaptado de (Buriticá-Arboleda et al., 2019).

De la Fig. 4.2., también se destaca que el valor de las externalidades positivas de la bioenergía, en el intervalo entre x y z cantidades se comporta de forma variable y creciente, resultado que se puede generalizar para todo el rango de valores de las rectas de costo marginal privado y de costo marginal social; siendo esta última el referente para obtener el valor de las externalidades positivas de la bioenergía. Nótese que dicho valor se origina en que las pendientes de ambas rectas son diferentes, en consideración a quién asume el costo y el beneficio: el productor privado o la sociedad en su conjunto.

De otra manera, en el caso de las externalidades positivas de la bioenergía, como ser una energía limpia, renovable y que aporta a la energía firme por sus características como recurso energético distribuido, entre las más importantes; el problema se halla en que los individuos perciben que el producto es más costoso de lo que realmente es, desde el punto de vista de la sociedad en su conjunto. Caso contrario ocurre con las externalidades negativas (como la contaminación ambiental), del uso energético de recursos fósiles, para el cual los individuos consideran que la electricidad es más barata de lo que realmente es para la sociedad en su conjunto.

Por lo anterior, en términos generales, se considera que las externalidades y los conceptos de bienes públicos, así como de bienes comunes, son factores que impiden lograr una asignación eficiente de recursos a través de los mercados privados.

Una consideración generalizada, tanto teórica como práctica, es que dadas las características de las externalidades, son fuente de ineficiencia en los mercados, al igual que los bienes públicos. En el caso de las externalidades porque la producción y el consumo tienen beneficios o costos que recaen en personas que no intervienen directamente en estas actividades y en el caso de los bienes públicos por sus dos propiedades específicas: (1) es no rival, lo cual significa que su utilización por parte de una persona no reduce la cantidad de que disponen los demás y (2) no es excluible, lo que significa que es imposible o prohibitivo impedir que lo utilicen las personas que no pagan por usarlo. (Varian, 1992).

Como ya se comentó en el apartado anterior, la evidencia práctica acorde con la teoría económica muestra que la solución generalizada utilizada para resolver dichos problemas de ineficiencias, es la intervención estatal, que se concreta a través de mecanismos de regulación. Históricamente esto ha determinado dos tendencias: aquellos que son partidarios de que las ineficiencias de los mercados originadas en las externalidades y bienes públicos son fallos del propio mercado y aquellos que consideran que son las intervenciones estatales las fuentes de ineficiencia y por tanto se constituye en un fallo del mercado.

En (Benegas-Lynch, 1998), el autor concluye que es el intervencionismo gubernamental el que constituye un fallo de mercado (o una “tragedia” utilizando la expresión de Garret Hardin) al recurrir a la fuerza para internalizar aquello que, tomados todos los elementos disponibles en cuenta, se considera no internalizable al tiempo que se distorsionan los precios relativos con lo que, según el grado de intervención, se obstaculiza o imposibilita la asignación eficiente de recursos. También plantea que las externalidades positivas y negativas se internalizarán o no en el proceso

de mercado según sean los gustos y las preferencias del momento y en su caso, según los costos involucrados, pero en modo alguno pueden considerarse “fallos de mercado”.

La dificultad de proveer eficientemente los bienes públicos es una tarea complicada (intrínsecamente más difícil que la provisión eficiente de bienes privados). El mercado entrega información a través de los precios; estos teóricamente reflejan la disposición a pagar de los compradores y la disposición a aceptar de los vendedores. Sin embargo, las externalidades en general, se caracterizan por la complejidad para cuantificar y valorar sus beneficios y porque no existe una adecuada definición de los derechos de propiedad sobre dichos recursos. En definitiva, estos aspectos son los que subyacen a los problemas de la gestión actual de los Recursos Distribuidos de la Bioenergía (RDB).

El aprovechamiento de los RDB, así como la bioenergía en los mercados energéticos, tienen asociados una serie de beneficios para terceros, no reconocidos, relacionados principalmente con el desarrollo local que generan y con sus impactos ambientales positivos, que causan ineficiencia en los mercados, dado que llevan a productores y consumidores a responder a diferentes conjuntos de precios relativos (Frank, 2001): cada quien utiliza los RDB, la valora, toma decisiones y en consecuencia actúa en el mercado, sin pensar ni en la contraparte ni en el mercado. Así, por ejemplo, cuando el propietario de una unidad de generación se pregunta cuánto debe producir, se fija únicamente en el precio de la electricidad y en sus propios costos (costos marginales privados) y no en los beneficios que ocasiona, ni en su aporte a la seguridad del sistema de suministro eléctrico. Por tanto, el aprovechamiento de los RDB y la bioenergía en general, deben ser considerados no solo con respecto a las expectativas propias de su generación eléctrica y térmica, sino también, respecto a la valorización y monetización de sus efectos indirectos positivos (externalidades positivas).

Una cifra impactante relacionada con el tema de las externalidades positivas, que revela una brecha asombrosa, es que en 2017, los costos de

las externalidades sin precio y los subsidios directos para los combustibles fósiles (USD 3,1 billones), excedieron los subsidios para las energías renovables en un factor de 19. (IRENA, 2019)

4.1.4. Aspectos económicos y técnico-operativos de la evolución de los Recursos Distribuidos de la Bioenergía (RDB)

De los resultados y análisis realizados anteriormente, puede afirmarse que los RDB son competitivos en parques de generación que incluyen la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles y de otros recursos de energía descentralizada. Esta afirmación concuerda con lo planteado en (IRENA, 2019), donde se afirma que “El costo de la electricidad proveniente de la bioenergía, la energía hidroeléctrica, la energía geotérmica, la energía eólica terrestre y marítima estuvo dentro del rango de los costos de generación de energía a base de combustibles fósiles entre 2010 y 2018...”. Ver Fig. 4.3. Adicionalmente, en el mismo documento, se concluye que los proyectos individuales de bioenergía, entre otros recursos renovables disponibles comercialmente, son competitivos en costos, sin apoyo financiero y sin subsidios.

En la Fig. 4.3. puede observarse que, en 2018, el LCOE promedio ponderado global de las nuevas plantas de energía de bioenergía encargadas fue de USD 0,062 / kWh, un 14% menos que en el año 2017; esto en consideración a que se agregaron alrededor de 5,7 GW de nueva capacidad de generación de electricidad de bioenergía en todo el mundo. En general, el costo promedio ponderado global de la electricidad de todas las tecnologías de generación de energía renovable disponibles comercialmente, disminuyó en 2018.

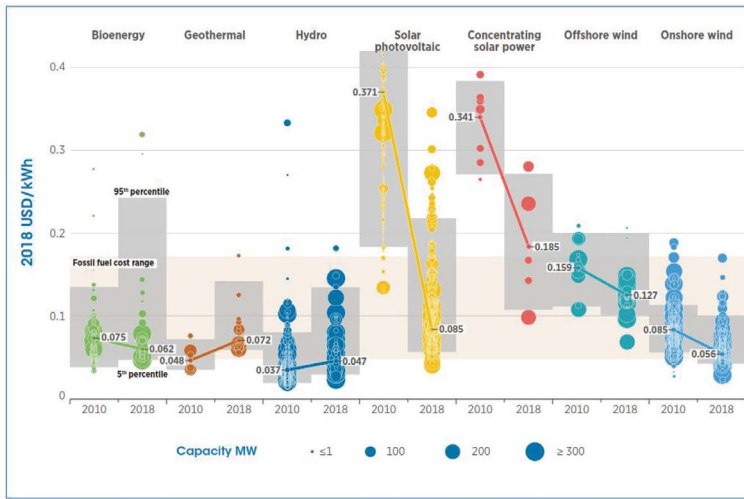


Figura 4.3. Costos nivelados de energía (LCOE) globales de tecnologías de generación de energía renovable a escala de servicios públicos, 2010-2018.
Fuente. Tomado de (IRENA, 2019).

De otra parte, dado que la bioenergía proviene de una amplia gama de materias primas de bajo costo y sus respectivas tecnologías de conversión, esta puede proporcionar electricidad competitiva, en opciones que van desde las tecnologías maduras y de bajo costo hasta las tecnologías menos maduras y costosas. Cada opción implica diferentes costos, tanto fijos como globales (LCOE) y un factor de capacidad también variable. Ver Fig. 4.4.

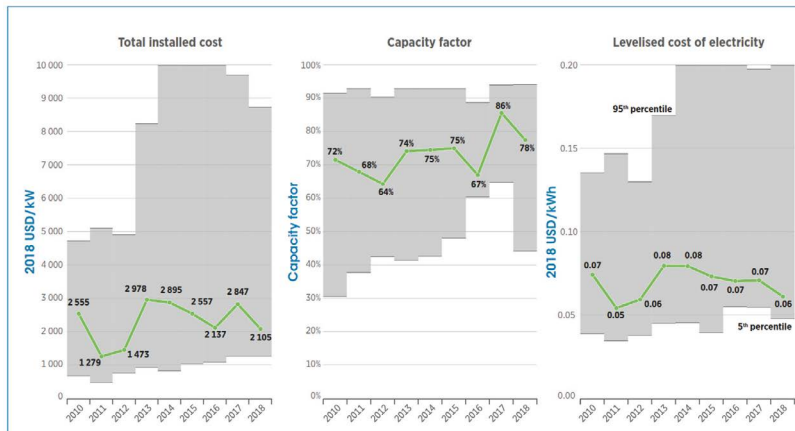


Figura 4.4.- Evolución de los costos fijos de capacidad instalada (USD/kW), el factor de capacidad (%) y los costos nivelados de energía (LCOE) en USD/kWh, para la bioenergía entre el 2010 y el 2018.
Fuente: (IRENA, 2019).

Las economías de escala son evidentes en China e India, donde se han desplegado grandes cantidades de plantas (Fig. 4.5). Sin embargo, las plantas de generación de electricidad de bioenergía son pequeñas en comparación con las plantas de combustibles fósiles, ya que los costos logísticos del transporte de materia prima desde muy lejos, a menudo hacen que las plantas de mucho más de 50 MW sean económicamente poco atractivas.

Para los datos disponibles en la base de datos de costos renovables de IRENA, el factor de capacidad promedio ponderado específico de país / región para estos recursos despachables varía desde un mínimo del 64% en China a un máximo del 83% en América del Norte. Ver Fig. 4.6.

Los factores de capacidad para muchas plantas de bioenergía dependen de si la disponibilidad de materias primas es estacional o anual, por lo que el promedio ponderado en un año determinado para un país está muy influenciado por el tipo de materia prima que utilizan las plantas que han sido comisionadas recientemente en ese año.

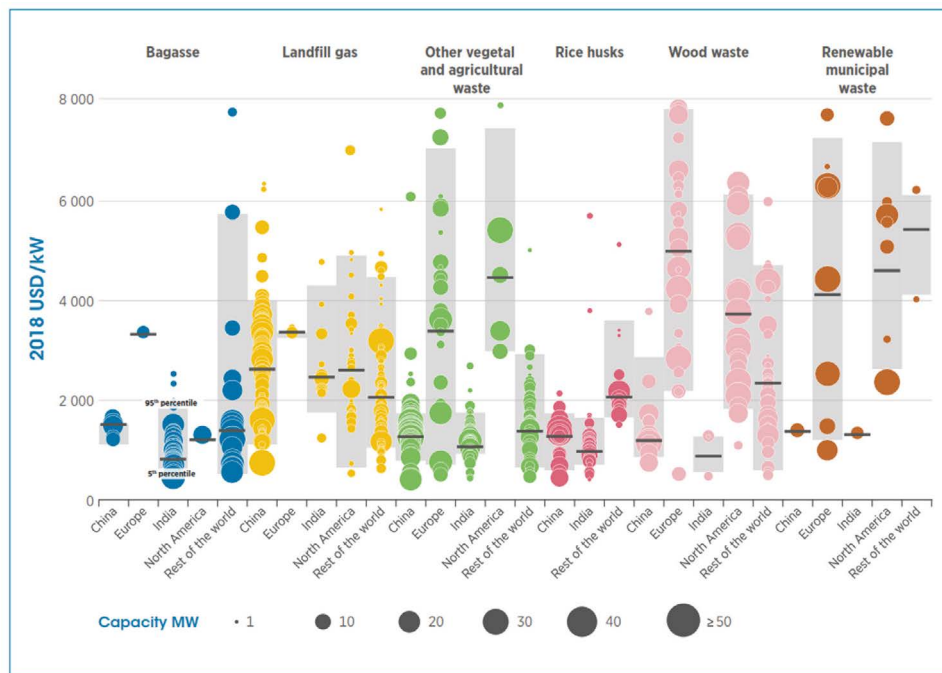


Figura 4.5 Costo total instalado de proyectos de generación de energía a base de bioenergía por materias primas seleccionadas y país / región, 2000–2018.

Fuente: (IRENA, 2019).

Las diferencias en los costos totales instalados para la bioenergía son más significativas entre países que los tipos de materia prima. Los costos totales instalados varían significativamente dentro de los países o regiones dependiendo de la tecnología empleada. Los proyectos de bioenergía que usan bagazo y cáscaras de arroz como materia prima, tienden a tener costos de instalación más bajos que los que usan gas de vertedero, desechos de madera, otros desechos vegetales y agrícolas y desechos municipales renovables.

Los factores de capacidad promedio ponderados nacionales y regionales varían del 63% en China al 83% en América del Norte. Los factores de capacidad tienden a ser mayores para proyectos más grandes. Ver Fig. 4.7.

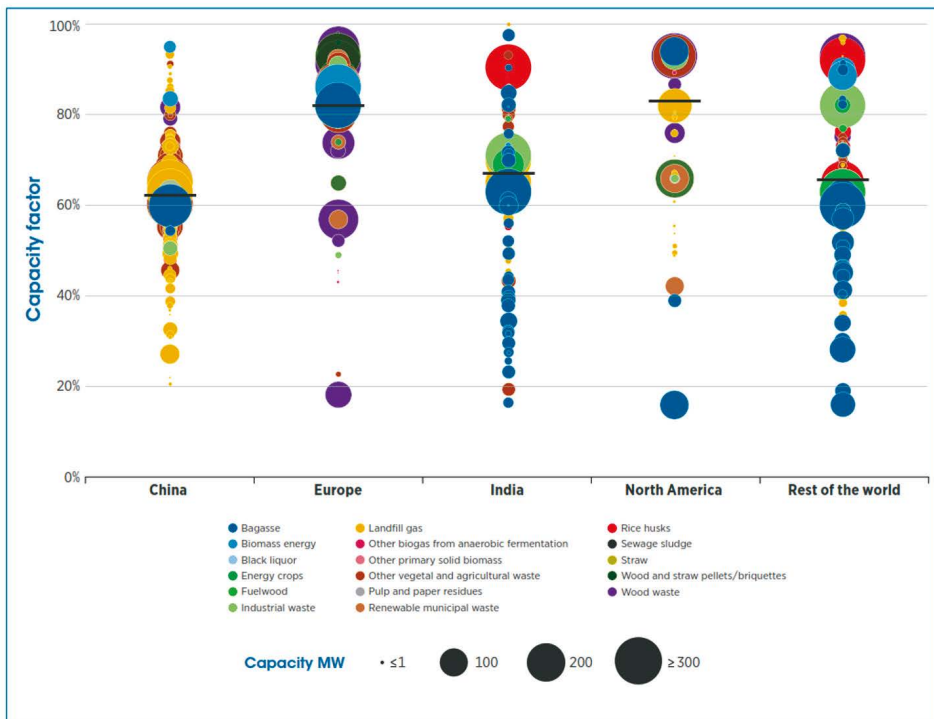


Figura 4.6 Factores de capacidad del proyecto y promedios ponderados de proyectos de generación de energía con bioenergía por materia prima y país / región, 2000–2018.

Fuente: (IRENA, 2019).

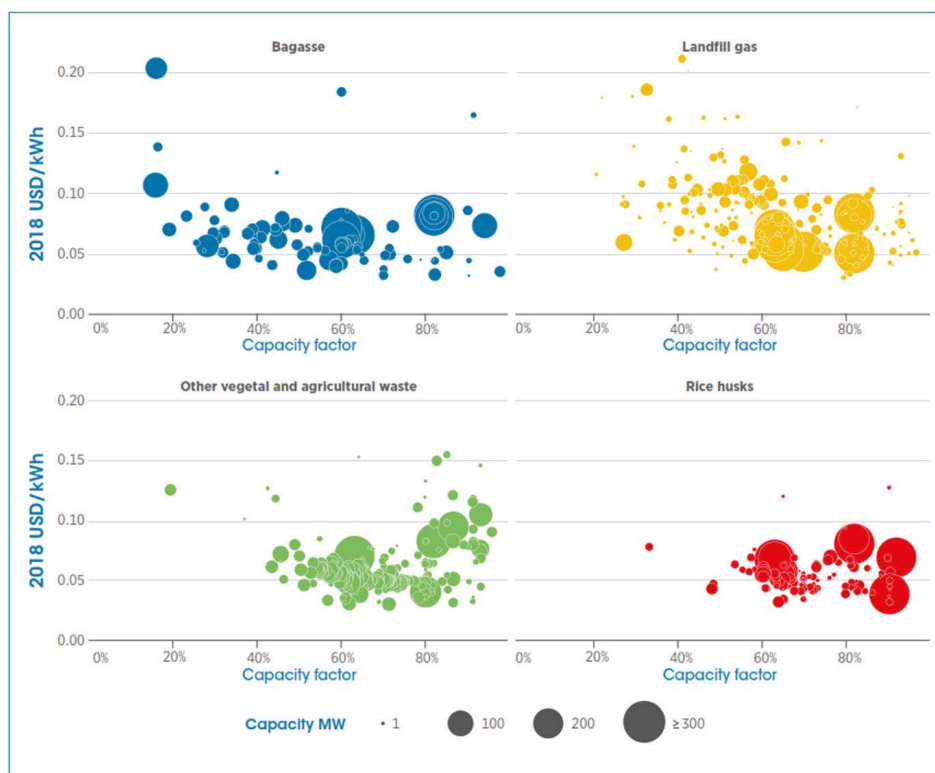


Figura 4.7 LCOE y factor de capacidad por proyecto y promedios ponderados de materia prima seleccionada para proyectos de generación de energía con bioenergía por país / región, 2000–2018.
Fuente: (IRENA, 2019)

Los LCOE de la planta de bagazo generalmente caen entre USD 0,03 / kWh y USD 0,08 / kWh, con factores de capacidad que van del 40% al 90%. Los LCOE para proyectos de gas de vertedero tienen LCOE más bajos con factores de capacidad más altos, mientras que algunos proyectos más grandes que utilizan “otros desechos vegetales y agrícolas” (con costos de materia prima más altos) tienden a tener LCOE más altos. A manera de ejemplo, los proyectos de bioenergía que usan cáscaras de arroz como materia prima tienden a tener LCOE entre USD 0,03 y USD 0,07 / kWh, para factores de capacidad entre 50% y 90%.

4.1.5. Experiencias de costos de la bioenergía como recurso distribuido

Esta sección presenta varios casos de estudio y fuentes internacionales, sobre los costos nivelados de electricidad, asociados con el aprovechamiento de la bioenergía, como recurso distribuido de energía.

El primer estudio de caso que se presenta, se trata de un desarrollo en Turquía, que se contextualiza para comprender mejor el potencial de la bioenergía como fuente alternativa de generación de energía eléctrica en el citado país. El potencial de la biomasa aprovechable tiene una tasa de producción de energía significativa y se proyecta que la energía eléctrica generada por medio de biomasa, logre alcanzar para el año 2020 una producción de 7530 Btep. En consecuencia, la producción moderna de este tipo de energía debería incrementarse y ofrecer nuevos campos de inversión, los cuales, según el autor pueden ser beneficiosos; actualmente los costos nivelados de electricidad de biomasa corresponden al rango entre 0,73 y 0,86 USD/kWh (a 2008) con una tasa de descuento del 7% (Kaygusuz et al., 2015).

La Internacional Renewable Energy Agency (IRENA), en su reporte sobre bioenergía realiza algunas comparaciones; y, presenta algunos estudios de caso correspondiente al costo nivelado de electricidad: a partir del biogás, en el rango de 0,18 a 0,2 USD/kWh, con generación a partir de aceite de coco entre 0,4 y 0,5 USD/kWh. A su vez, dicho reporte presenta costos promedio para el mismo periodo en diferentes regiones: África: 0,2 USD/kWh, China: 0,1 USD/kWh, otros países de Asia: 0,16 USD/kWh, India: 0,25 USD/kWh, Latino América: 0,19 USD/kWh a una tasa de descuento entre el 7 y el 8 % (IRENA, 2011).

Más recientemente, IRENA en el documento “Renewable Power Generation Cost in 2017” realiza un estudio de la tendencia del costo nivelado de electricidad de bioenergía en el periodo 2010-2017. Conforme al mismo, destaca que los costos nivelados de la generación por biomasa, pueden llegar a ser muy competitivos, pues las materias primas se encuentran a

bajo costo en el medio y en sectores como: el industrial, el forestal o de procesamiento agrícola. En estos casos, los proyectos de generación están en 0,06 USD/kWh en los países de la OECD (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) y a un valor de 0,03 USD/kWh en países en desarrollo. El valor típico del costo nivelado de electricidad para bioenergía varía entre 0,04 USD/kWh hasta 0,19 USD/kWh, en América del Sur a 0,06 USD/kWh y, entre 0,07 USD/kWh y 0,11 USD/kWh en otras regiones (IRENA, 2018).

Para el año 2018, se agregaron aproximadamente 5,7 GW adicionales de capacidad de generación eléctrica a partir de bioenergía alrededor del mundo, destacándose que el promedio global ponderado del costo nivelado de electricidad de los nuevos proyectos de bioenergía estuvo entre 0,062 USD/kWh (14% menos respecto a los costos nivelados de 2017). Esto se debe principalmente al amplio rango de materias primas empleado en la consecución de este tipo de energía como la combustión de bagazo de caña de azúcar, desechos de madera, desechos agrícolas, entre otros (IRENA, 2019).

En China se presenta otro caso de interés: se realiza el estudio sistemático del costo nivelado para establecer incentivos y otros ajustes, para la inserción de bioenergía en la matriz energética. El cálculo del costo índice total (costo nivelado de energía, LCOE, por su sigla en inglés) de generación de energía por biomasa, para este caso, fue de 0,098 USD/kWh, con una tasa de descuento del 10% (Ouyang & Lin, 2014).

El siguiente caso de estudio corresponde al costo nivelado de electricidad por biogás en Alemania. El instituto Fraunhofer presenta un reporte, en función de los datos del mercado sobre inversiones específicas, costos operativos, parámetros adicionales tanto técnicos como financieros. Se obtuvo un costo nivelado de electricidad a partir de biogás entre 0,116 USD/kWh y 0,164 USD/kWh (Kost et al., 2018).

Finalmente, la Administración de Información Energética de Estados Unidos, presentó un reporte de costos nivelados de electricidad conside-

rando diferentes rutas tecnológicas, cuyo cálculo fue realizado en función de un periodo de recuperación de costos de inversión de 30 años, para el caso de la bioenergía, obteniendo un costo nivelado de 0,0921 USD/kWh (U.S. Energy Information Adm, 2019).

4.2. Aspectos regulatorios aplicables a la bioenergía como recurso energético distribuido en Colombia

“El Derecho como ciencia social se enmarca en paradigmas determinados por ciertos escenarios sociales, políticos, económicos e ideológicos, y está enfocado a establecer un orden normativo para el funcionamiento de la colectividad de acuerdo a principios y disposiciones contenidas en un marco regulatorio, establecido por el poder público político imperante.” (OLADE, 2017).

La regulación consiste en el establecimiento de normas, reglas o Leyes dentro de un determinado ámbito, e implica el cumplimiento de condiciones técnicas, económicas o de información en el ejercicio de actividades reguladas. En términos generales, el objetivo de la regulación es mantener un orden, llevar un control y garantizar los derechos de todos los integrantes de una comunidad. (Buriticá-Arboleda et al., 2019).

A modo clasificatorio, se identifican tres tipos de regulación (OECD, 1997): económica, social y administrativa. La regulación económica o de mercado supone el uso de la autoridad gubernamental para influir sobre los precios, la producción y las condiciones de los mercados. La regulación social implica el uso de la autoridad gubernamental para establecer normas y directrices orientadas a garantizar el acceso de toda la población a ciertos bienes y servicios, como la educación, la salud, el agua, la energía y las telecomunicaciones. La regulación administrativa alude a la acción de gobierno en materia de papeleo y formalidades administrativas orientadas al suministro de información para el control de la acción de los ciudadanos (Stark, 2000).

Si bien es cierto, los tres tipos de regulación tienen límites difusos,

este apartado se enfoca en la regulación económica y social en virtud a que, los Recursos Distribuidos de Bioenergía (RDB) son bienes económicos en un entorno de mercados. Para el efecto, al hacer referencia al término regulación entiéndase regulación económica y social (si no es explícito).

La regulación “... es una forma de intervención pública que restringe, influye o condiciona las actuaciones de los agentes económicos, y que obliga a que las empresas reguladas actúen de manera distinta a como actuarían si tal regulación no existiera.” (Lasheras, 1999). Es, además, un sistema gracias al cual el gobierno puede formalizar e institucionalizar su compromiso de proteger a los consumidores y a los inversionistas. (Buriticá-Arboleda et al., 2019).

En (OLADE, 2017), se plantea que el marco regulatorio de las fuentes renovables de energía, caso de los RDB, ha experimentado un auge considerable a partir de la década del 2000, debido al interés regional (entiéndase América Latina y el Caribe) por impulsar políticas estatales que incentiven y promuevan el aprovechamiento de los recursos renovables para la generación eléctrica; a fin de incorporarlas gradualmente a los parques de generación en cada país, principalmente por seguridad energética, mediante la diversificación tecnológica. Es de anotar que en dicha finalidad no son prioritarios los compromisos internacionales de reducción de emisiones vinculadas al cambio climático, como es el caso de las políticas energéticas de los países desarrollados, en consideración a que las matrices de los países de la región son en general más limpias, basadas en recursos hidroeléctricos y en la bioenergía. (CAF & FB, 2013).

Por lo anterior, y como se plantea en (CAF & FB, 2013), “Resulta poco recomendable la extrapolación de experiencias en países desarrollados, en general debido la problemática rural de América Latina y El Caribe, no sólo en cuanto al asentamiento de la población, sino también respecto a las actividades productivas y por otro las características de los sistemas energéticos...”. Razón por la cual, en este apartado, nos centraremos en lo correspondiente a Colombia.

Así, en Colombia, a partir de la expedición de la Ley 1715 del 13 de mayo de 2014, el Estado promueve el desarrollo y la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), en especial las de carácter renovable, “... como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético.”; así como también para promover tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda, en el marco de la gestión eficiente de la energía. (Ley 1715, 2014).

En la tarea de la reglamentación de la Ley 1715 de 2014, la CREG ha definido aspectos regulatorios, normativos y reglamentarios, para la remuneración de los excedentes de autogeneradores a gran escala, de autogeneradores de pequeña escala, de cogeneradores y de Generación Distribuida, que utilicen Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER); así como de créditos de energía, a través de un esquema bidireccional. De igual manera, la Ley 1715 de 2014 determinó elementos para promover tal actividad, considerando la definición de mecanismos simplificados de conexión, la entrega de excedentes, así como, la aceptación de medidores bidireccionales de bajo costo.

A continuación, se describen los aspectos regulatorios más relevantes, aplicables a la generación distribuida a partir de la biomasa en Colombia.

4.2.1. Aspectos regulatorios para el Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE)

4.2.1.1. Conceptos básicos

Se define Autogenerador a Pequeña Escala, AGPE, al autogenerador con potencia instalada igual o inferior al límite definido en a través de la Resolución UPME 281 de 2015, según lo establecido la Resolución CREG 030 de 2018, “Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional”. (CREG 030, 2018).

Por otra parte, se define Generador Distribuido (GD) a la Persona Jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo, y está conectado al Sistema de Distribución Local y con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW. (CREG 030, 2018).

De acuerdo con lo definido en la Resolución UPME 281 de 2015, el límite de potencia máximo para que un autogenerador sea considerado como de pequeña escala, es de 1 MW.

La regulación vigente, en particular contempla que los requisitos para ser considerado como autogenerador a pequeña escala, además de contar con una capacidad menor a 1 MW, según lo indicado anteriormente, son los siguientes:

- Se debe realizar el proceso de conexión como autogenerador.
- El autogenerador debe estar representado por un comercializador.
- El comercializador que representa al AGPE debe registrar la frontera de comercialización y la frontera de generación correspondientes.
- La frontera de generación del AGPE debe cumplir con lo establecido en el Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014 (CREG 038, 2014), con las excepciones señaladas en el Artículo 13 de la Resolución CREG 030 de 2018 (CREG 030, 2018).

4.2.1.2. Requisitos de conexión para el AGPE

Con anterioridad a efectuar una solicitud de conexión a un sistema de distribución local en el nivel de tensión 1, el solicitante deberá verificar, en la página web del Operador de Red (OR), que la red a la cual desea conectarse tenga disponibilidad para ello y cumpla con indicadores de parámetros de sumatoria de la potencia instalada de los AGPE que entregan energía a la red (debe ser igual o menor al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión), cantidad de energía que en una hora pueden entregar los AGPE a la red, según su sistema de producción de energía sea fotovoltaico o distinto al

compuesto por fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, de acuerdo con lo señalado en el Artículo 5° de la Resolución CREG 030 de 2018.

En relación con lo anterior, para que un potencial AGPE pueda conocer el estado de la red, según las características requeridas y proceder a la solicitud de conexión al sistema de distribución, los OR deben disponer en su página web, de un sistema de información georreferenciado que permita observar, en el punto de conexión previsto, el estado de la red y las características técnicas básicas.

De igual manera, los OR deben disponer a través de su página web, de un sistema de información para que un potencial AGPE o de Generación Distribuida (GD), pueda adelantar el trámite de conexión, recibir notificaciones y/o requerimientos, así como también conocer en todo momento, el estado de su trámite. También se deben integrar en el sistema de información, tanto los formatos, como el contenido de los estudios de conexión simplificados para los AGPE y GD.

Una vez se dé cumplimiento a los requisitos establecidos y se verifique la disponibilidad técnica del sistema, de acuerdo con los estándares definidos, cualquier usuario cuyas instalaciones eléctricas se encuentren conectadas a la red de distribución, se podrá convertir en AGPE.

En los artículos 10 y 11 de la Resolución CREG 030 de 2018, se establecen procedimientos simplificados de conexión a los sistemas de distribución, respectivamente, para los siguientes casos, a) AGPE con potencia instalada menor a 0,1 MW y generador distribuido, GD b) AGPE con potencia instalada mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1 MW. También aplican al procedimiento simplificado de conexión los autogeneradores con capacidades de entrega de excedentes a la red, correspondientes a una capacidad entre 1 y 5 MW.

4.2.1.3. Entrega de excedentes a la red por parte de Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE)

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 030 de 2018, en caso de entrega de excedentes a la red, para el usuario AGPE, intervienen dos

tipos de comercializadores: a) el comercializador que lo atiende como usuario y b) el comercializador que lo representa para la entrega de excedentes.

En el caso b), bajo la condición de entrega de excedentes de energía eléctrica por parte del usuario, debe tenerse en cuenta lo establecido en cuanto a las alternativas de comercialización de excedentes de energía, de acuerdo con el Artículo 16° de la Resolución CREG 030 de 2018, según sea que utilice o no Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, FNCER, de la siguiente manera:

- En caso que no utilice FNCER, el AGPE puede entregar sus excedentes a) a un comercializador que atiende mercado regulado, de manera directa sin convocatoria pública, a precio de bolsa, b) a generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados a precio pactado libremente, o c) al comercializador integrado con el OR, quien está obligado a recibir los excedentes ofrecidos, a precio horario de bolsa.
- En caso que utilice FNCER, el AGPE puede entregar sus excedentes a) a un comercializador que atiende mercado regulado, de manera directa sin convocatoria pública, a precio de reconocimiento de generación con fuentes renovables de energía, según lo indicado en el Artículo 17° de la mencionada Resolución, b) a generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados a precio pactado libremente, o c) al comercializador integrado con el OR, quien está obligado a recibir los excedentes ofrecidos, a precio de reconocimiento de generación con fuentes renovables de energía, según lo indicado en el Artículo 17° de la mencionada Resolución.

Bajo la situación de uso de FNCER y entrega de excedentes a un comercializador que atiende mercado regulado, en la Resolución CREG 030 de 2018, se establece que, al cierre de cada periodo de facturación, los ex-

cedentes se reconocerán como créditos de energía al AGPE que utiliza FN-CER y se diferencia la metodología para el reconocimiento de excedentes, según la capacidad instalada del AGPE, de la siguiente manera:

- Para el AGPE con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW, los excedentes que sean menores o iguales a su importación se permutan por su importación de energía eléctrica de la red y por estos excedentes, el comercializador cobrará al AGPE por cada kWh el costo de comercialización, correspondiente al componente $C_{vm,i,j}$, de la Resolución CREG 119 de 2007 (CREG 119, 2007); los excedentes que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red, se liquidan al precio horario de bolsa de energía correspondiente.
- Para el AGPE con capacidad mayor a 0,1 MW, los excedentes que sean menores o iguales a su importación serán permutados por su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación y por estos excedentes, el comercializador cobrará al AGPE por cada kWh, tanto el costo de comercialización, que corresponde a la variable $C_{vm,i,j}$, como el servicio del sistema (conjunto de actividades necesarias para permitir la exportación de energía eléctrica), que corresponde a la suma de las variables T_m , $D_{n,m}$, $PR_{n,m,i,j}$ y R_m , definidas en la Resolución CREG 119 de 2007.
- En el caso de usuarios no regulados, estas variables corresponden a las pactadas entre las partes; los excedentes que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red, se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente.

4.2.1.4. Requisitos de medida para los Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE)

Respecto de los requisitos para los sistemas de medida para AGPE, en el Artículo 13° de la Resolución CREG 030 de 2018, se establece, entre otros aspectos, lo siguiente:

Se debe cumplir con los requisitos de las fronteras de generación en el Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014, excepto en lo relacionado con: a) contar con el medidor de respaldo b) la verificación inicial por parte de la firma de verificación y c) el reporte de las lecturas de la frontera comercial al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, cuando se vende la energía al comercializador integrado con el OR al cual se conecta.

El comercializador debe reportar al ASIC las medidas del AGPE dentro de las 48 horas del mes siguiente al de entrega de energía, si es atendido por el comercializador integrado con el OR.

Para los consumos de energía del AGPE, el sistema de medida debe cumplir los requisitos mínimos del Código de Medida, según sea usuario regulado o no regulado.

4.2.2. Aspectos regulatorios para el Autogenerador a gran escala

4.2.2.1. Conceptos básicos

Autogenerador a gran escala, es un autogenerador con potencia instalada superior al límite definido en el Artículo 1º de la Resolución UPME 281 de 2015. (UPME 281, 2015).

De acuerdo con la anterior definición, se considera autogenerador a gran escala, aquel con una potencia instalada superior a 1 MW.

En la regulación vigente aplicable, Resolución CREG 024 de 2015, se establece que los requisitos para ser considerado como autogenerador a gran escala, además de contar con una capacidad mayor a 1 MW, según lo indicado anteriormente, son los siguientes:

- Se debe realizar el proceso de conexión como autogenerador
- Para consumir energía de la red, el autogenerador debe estar representado por un comercializador

- El autogenerador podrá celebrar contratos para asegurar el suministro de energía.
- En ningún caso el autogenerador podrá ser atendido como usuario regulado.

El autogenerador a gran escala, debe estar representado ante el mercado, por un agente comercializador o generador.

Bajo su condición de usuario no regulado, para el suministro de energía, los precios se determinan por acuerdo libre entre las partes.

La frontera de comercialización y la frontera de generación del autogenerador a gran escala, deberán cumplir con lo establecido en el código de medida, Resolución CREG 038 de 2014.

4.2.2.2. Aspectos relacionados con la conexión a los sistemas de transporte y distribución

Las condiciones para la conexión al sistema de transmisión, corresponden a lo establecido en el Código de Conexión (Resolución CREG 025 de 1995) (CREG 025, 1995), así como en la Resolución CREG 106 de 2006 (CREG 106, 2006), que también aplica para la conexión de los autogeneradores a los sistemas de distribución. De igual manera, el procedimiento de conexión se indica en el anexo general del Reglamento de Distribución, Resolución CREG 070 de 1998 (CREG 070, 1998), Capítulo 4. CONDICIONES DE CONEXIÓN.

El contrato de conexión entre el transmisor o distribuidor y el autogenerador a gran escala se acordará libremente entre las partes. El autogenerador a gran escala podrá solicitar a la CREG la imposición de una servidumbre de acceso o de interconexión, conforme a lo señalado en el Artículo 39, numeral 39.4, de la Ley 142 de 1994.

4.2.2.3. Sistemas de medición y fronteras comerciales

Tal como se establece en el Código de Redes y en el Código de Medida, para acceder al Mercado de Energía Mayorista, el autogenerador a

gran escala debe contar con un equipo de medición para efectuar telemetría, que permita determinar de manera horaria, tanto la energía demandada, como la entregada.

Es necesario registrar tanto la frontera de comercialización, como la frontera de generación, por parte del agente que represente al autogenerador a gran escala, según lo señalado a través de la Resolución CREG 157 de 2011. (CREG 157, 2011)

4.2.2.4. Condiciones de acceso y uso de respaldo

Se considera que un autogenerador usa servicio de respaldo, si en cualquier hora, utiliza la red para consumo. Al respecto, se debe suscribir un contrato de respaldo con el OR o Transmisor Nacional al cual se conecte, agente que a su vez deberá prestar el servicio de respaldo, cuando se requiera por parte del autogenerador, según las condiciones establecidas en la Resolución CREG 097 de 2008.

Los precios respectivos serán definidos a través del contrato suscrito, por mutuo acuerdo.

4.2.2.5. Declaración de capacidad. Potencia máxima declarada

Al momento del registro de la frontera comercial de generación el agente que representa al autogenerador, debe declarar al Centro Nacional de Despacho (CND), la máxima capacidad que se puede entregar a la red en la frontera de generación la cual debe ser igual o inferior a la potencia establecida en el contrato de conexión.

4.2.2.6. Condiciones de escasez y participación en el cargo por confiabilidad

Bajo condiciones de escasez, condición de criticidad definida por la CREG, la energía que el autogenerador consuma de la red, superior a su línea base de consumo (Resolución CREG 063 de 2010), es liquidada al comercializador que atiende la demanda del autogenerador al precio de bolsa, es decir

sin el cubrimiento del precio de escasez (Artículo 55° de la Resolución CREG 071 de 2006) y el comercializador traslada al autogenerador, tal concepto.

El valor adicional recaudado por el mencionado concepto y las Obligaciones de Energía Firme (OEF) asignadas, mayores que la Demanda Total Doméstica (que incluye el consumo de autogeneradores) se traslada en proporción de su demanda comercial, como un menor valor del costo de restricciones asignado a cada comercializador.

El autogenerador con capacidad para garantizar energía firme adicional a la requerida para respaldar su propia demanda, sin perder su naturaleza de autogenerador, podrá acceder al reconocimiento del cargo por confiabilidad. Para lo cual se siguen las normas aplicables establecidas a partir de la expedición de la Resolución CREG 071 de 2006. No obstante, debe considerarse que la CREG se encuentra en proceso de definir la metodología para establecer la energía firme de autogeneradores.

4.2.2.7. Condiciones para la venta de excedentes

Para la entrega de excedentes a la red, el autogenerador a gran escala deberá ser representado por un agente generador del SIN y las condiciones de dicha representación se acuerdan por las partes bajo modalidad libre.

Si la potencia máxima declarada es menor a 20 MW, se aplican las condiciones establecidas para plantas no despachadas centralmente y si la potencia máxima declarada es mayor a 20 MW, se aplican las establecidas para plantas despachadas centralmente.

4.2.3. Disposiciones regulatorias relacionadas con cogeneración

4.2.3.1. Requisitos y condiciones técnicas para ser considerado como un proceso de cogeneración. Resolución CREG 005 de 2010

De acuerdo con lo establecido a través de Resolución CREG 005 de 2010 (CREG 005, 2010), se reconoce como proceso de cogeneración, si

quien lo realiza, demuestra el cumplimiento de los siguientes requisitos:

a) Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE)

- Cogeneradores nuevos. En el caso de utilizar los combustibles relacionados en la Tabla 4.2., el cogenerador nuevo deberá cumplir con mínimo los valores de REE específicos a cada tipo de combustible.

Tabla 4.2 Valores mínimos de REE anual.

Tipo de combustible	REE [%]
Gas natural	53,5
Carbón	39,5
Hidrocarburos grados API < 30	30,0
Hidrocarburos grados API > 30	51,0
Bagazo y demás residuos agrícolas de la caña de azúcar	20,0
Otros Combustibles de Origen Agrícola	30,0

Fuente: Tomado de (CREG 005, 2010).

En el caso que se empleen combustibles diferentes a los indicados en la Tabla 4.2., la CREG definirá el REE mínimo exigible, previa solicitud del respectivo cogenerador.

- Cogeneradores Existentes

Al cogenerador existente, se le exige un REE que corresponde al menor valor entre el mínimo exigido para Cogeneradores Nuevos y el que se determine por medio de una auditoría y pruebas, según se establece en el Artículo 6 de la Resolución CREG 005 de 2010.

b) Producción mínima de energía eléctrica y térmica en el proceso.

La energía eléctrica producida deberá ser mayor al 5% del total de la energía generada, en caso que se produzca energía eléctrica a partir de energía térmica.

La energía térmica producida deberá ser mayor al 15% del total de la energía generada, en caso que se produzca energía térmica a partir de un proceso de energía eléctrica.

4.2.3.2. Sistemas de medición

Para la evaluación de los requisitos de REE y de producción mínima de energía eléctrica, se debe contar con sistemas de medición para registrar la generación de energía eléctrica, la producción de energía térmica, así como el consumo del combustible.

El sistema de medición de energía eléctrica debe cumplir lo establecido en el Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014; las mediciones registradas deben totalizar la producción de energía eléctrica, calor útil, así como consumo de combustible, sobre lo cual, se encuentran sujetos a auditoría los métodos de medición, procesamiento, registro, modificación y reporte.

El Cogenerador debe realizar el reporte de mediciones de energía eléctrica, calor útil y energía primaria del combustible consumido, teniendo en cuenta las condiciones relacionadas en el Artículo 5° de la Resolución CREG 005 de 2010, que incluye entre otras, las establecidas en el Código de Medida (para energía eléctrica), así como los reportes al CND de los valores de las mediciones de energía eléctrica y calor útil (diario) y de la cantidad de energía primaria del combustible consumido (semanal).

4.2.3.3. Seguimiento de requisitos y condiciones técnicas de unidades de cogeneración

Por parte del CND se calculan y publican tanto el REE, como la producción mínima de energía eléctrica y de energía térmica, de cogeneradores del SIN. En caso que tales valores calculados sean inferiores a los mínimos establecidos, en un lapso de un mes, a partir de la publicación correspondiente, mediante una auditoria y pruebas, acorde con el Artículo 6° de la Resolución CREG 005 de 2010, el cogenerador debe demostrar el cumplimiento de dichos valores mínimos.

No será reconocido como un proceso de cogeneración, en caso de no presentar la certificación de cumplimiento respectiva o que las pruebas arrojen como resultado el incumplimiento de cualquiera de los mencionados valores mínimos, en cuyo caso, la pérdida de calidad de cogeneración se considera como causal para la cancelación del registro de la frontera comercial respectiva.

4.2.3.4. Uso del respaldo y remuneración del respaldo otorgado

Cuando la potencia eléctrica promedio que se toma de la red en una hora cualquiera, es superior a la demanda suplementaria contratada, el cogenerador usa el servicio de respaldo.

Para unidades de cogeneración conectadas a los sistemas de distribución, la valoración del respaldo se realiza siguiendo lo establecido al respecto por la Resolución CREG 097 de 2008, el respaldo en el suministro de energía debe ser contratado con un comercializador, bajo las condiciones señaladas mediante Resolución CREG 107 de 1998 y los contratos de respaldo deben ser registrados ante el ASIC.

4.2.3.5. Venta de excedentes de cogeneración

Cogenerador con energía excedente con garantía de potencia.

Energía Excedente con Garantía de Potencia < 20 MW.

Opción 1. Sin acceso al despacho central y por lo tanto sin participación en la bolsa de energía.

Venta a precio en la bolsa de energía, en cada una de las horas correspondientes, menos un peso (\$1,00) por kWh indexado, a un comercializador que atiende mercado regulado, de manera directa, sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista vinculación económica entre el comprador y el vendedor.

Venta a un comercializador que atiende mercado regulado, producto de la participación en convocatorias públicas (Resolución CREG 020 de 1996), en las cuales, para la adjudicación se considera el precio como único parámetro.

Venta, a precio libre y pactado, a comercializadores que destinan tal energía para atención exclusiva de usuarios no regulados.

Opción 2. Con acceso al despacho central y por lo tanto con participación en la bolsa de energía. La energía excedente con garantía de potencia se considera como inflexible, bajo disposiciones regulatorias aplicables a los generadores del SIN.

Venta en la bolsa de energía.

Venta siguiendo lo indicado en la Opción 1, es decir, cogeneradores con garantía de potencia < 20 MW, sin acceso al despacho centralizado, ni participación en la bolsa de energía.

Energía Excedente con Garantía de Potencia ≥ 20 MW. Con participación obligatoria en el despacho central y por lo tanto en la bolsa de energía. La energía excedente con garantía de potencia se considera como inflexible, bajo disposiciones regulatorias aplicables a los generadores del SIN.

Venta, según lo indicado en la Opción 2 anterior para cogeneradores con garantía de potencia < 20 MW con acceso al despacho central.

Cogenerador con energía excedente con garantía de potencia

Opción 1. Sin acceso al despacho central y por lo tanto sin participación en la bolsa de energía.

Venta a precio libre pactado, a comercializadores que destinen dicha energía a atención exclusiva de usuarios no regulados.

Opción 2. Con acceso al despacho central.

Venta en la bolsa de energía. Respecto del precio de oferta y liquidación de la transacción, para la energía excedente, se sigue el procedimiento correspondiente al aplicable para generación inflexible.

4.2.4. Posibilidades de participación de los recursos de bioenergía, mediante generación distribuida, en el Mercado de Energía Mayorista (MEM)

4.2.4.1. Autogeneración a pequeña escala

Los AGPE pueden suscribir contratos con comercializadores para entregar sus excedentes, según las alternativas señaladas en el Artículo 16° de la Resolución CREG 030 de 2018, sea que utilice o no, FNCER, las cuales se describen en el numeral 4.2.1.3., del presente documento.

4.2.4.2. Autogeneración a gran escala

Para entregar excedentes a la red, a través del MEM, el autogenerador a gran escala debe ser representado por un generador, de acuerdo con lo señalado a través del Artículo 12° de la Resolución CREG 024 de 2015, lo cual se describe en el numeral 4.2.2.7., del presente documento.

El autogenerador a gran escala, podrá participar en el cargo por confiabilidad, se acuerdo con lo señalado en el Artículo 16° de la Resolución CREG 024 de 2015, bajo las normas aplicables en la resolución CREG 071 de 2006, lo cual se describe en el numeral 4.2.2.6., del presente documento.

4.2.4.3. Cogeneración

Para entregar excedentes a la red, a través del MEM, el cogenerador puede suscribir contratos con comercializadores, según cuente con energía con o sin garantía de potencia, menor o mayor a 20 MW, con o sin acceso al despacho central, de acuerdo con lo señalado a través del Artículo 10° de la Resolución CREG 005 de 2010, lo cual se describe en el numeral 4.2.3.5., del presente documento.

4.2.5. Aspectos regulatorios para el autogenerador en Zonas No Interconectadas (ZNI)

4.2.5.1. Conceptos generales

La Resolución CREG 038 de 2018, “Por la cual se regula la actividad de autogeneración en las zonas no interconectadas y se dictan algunas disposiciones sobre la generación distribuida en las zonas no interconectadas”, establece aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña y gran escala en las zonas no interconectadas y en relación con la actividad de generación distribuida en zonas no interconectadas, se dictan otras disposiciones. (CREG 038, 2018).

La mencionada Resolución define como autogenerador en ZNI, al usuario que realiza la actividad de autogeneración en las zonas no inter-

conectadas y se indica que el usuario puede ser o no ser propietario de los activos de autogeneración.

También se define crédito de energía, como la cantidad de energía exportada a la red por un autogenerador, que se permuta contra la importación de energía que éste realice, durante un periodo de facturación.

De acuerdo con la mencionada Resolución, el Distribuidor de energía eléctrica en ZNI, es la persona encargada de la administración, la planeación, la expansión, la operación y el mantenimiento de todo o parte de la capacidad de un Sistema de Distribución en las ZNI. Los activos utilizados pueden ser de su propiedad o de terceros.

También en la mencionada Resolución, se define Generador Distribuido en ZNI como la Persona Jurídica constituida como empresa de servicios públicos, en los términos de la Ley 142 de 1994, que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo, y está conectado al Sistema de Distribución en las Zonas No Interconectadas (ZNI).

4.2.5.2. Requisitos de conexión

En el artículo 15° de la Resolución CREG 038 de 2018, se establece la disponibilidad técnica de un circuito, transformador o subestación, para conexión, si se cumple que la sumatoria de la potencia disponible para entrega de excedentes de los autogeneradores, existentes en la red de distribución, debe ser menor al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación, expresada en kilovatios (kW), donde se solicita el punto de conexión.

Para lo anterior, los distribuidores deben disponer de un sistema de información para permitir la captura, el procesamiento, el almacenamiento, la actualización y la publicación de información de la actividad de autogeneración presentes en los sistemas de distribución que se encuentre bajo su operación.

El regulador definió procedimientos simplificados de conexión a la red de distribución, para autogeneradores menores a 100 kW y mayores a 100 kW, respectivamente, en los artículos 16 y 17 de la Resolución CREG 038 de 2018.

4.2.5.3. Solicitud de conexión

El distribuidor debe contar con los formatos de solicitud de conexión y atender de manera oportuna cualquier solicitud que reciba, indicando, cuando la solicitud sea rechazada, las razones por las cuales técnicamente no es posible conectar a un autogenerador.

El autogenerador debe permitir la verificación de los parámetros declarados, así como la realización de las pruebas requeridas para efectuar la conexión por parte del distribuidor.

4.2.5.4. Medición

De acuerdo con el Artículo 18 de la Resolución CREG 038 de 2018, el sistema de medición de los autogeneradores que entreguen excedentes al sistema de distribución deberán cumplir, en lo que aplique, con los requisitos establecidos en el Código de Medida, (Resolución CREG 038 de 2014) y para la entrega de excedentes al sistema de distribución, se deben instalar medidores bidireccionales para determinar de forma independiente el flujo en cada sentido (literal e del artículo 8 del Código de Medida), según lo indicado en el Artículo 19 de la Resolución CREG 038 de 2018.

4.2.5.5. Remuneración de excedentes de autogeneración

De acuerdo con el Artículo 20° de la Resolución CREG 038 de 2018, para la remuneración de los excedentes de autogeneración, se deben tener en cuenta los siguientes elementos:

- Crédito de energía: todo intercambio de energía entre el autogenerador y la red de distribución.
- Valoración de los excedentes: remuneración reconocida al au-

togenerador por la energía entregada a la red que excede los créditos de energía.

- Liquidación de excedentes, según periodicidad de facturación empleada por el comercializador.

4.2.5.6. Sistemas de medición

Si bien, el autogenerador debe tener instalados medidores bidireccionales, para la energía excedentaria; no se requiere la medición horaria ni la telemedición de las lecturas de la energía.

4.3. Identificación y análisis de barreras al aprovechamiento de los Recursos Distribuidos de Bioenergía (RDB)

La Ley 1715 de 2014 (Ley 1715, 2014), en su capítulo VII, dispone que el Gobierno Nacional y el resto de administraciones públicas, en el ámbito de sus respectivas competencias, adoptarán acciones tendientes a la supresión de barreras técnicas, administrativas y de mercado para el desarrollo de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), y para la promoción de la gestión eficiente de la energía.

En particular, las medidas tendrán por objeto la consecución del ahorro de energía y la introducción de FNCE en los distintos sectores, el establecimiento de requisitos mínimos de eficiencia para los equipos que consumen energía, la concientización de los consumidores de energía para un uso eficiente, la mejora de la eficiencia en la producción, el transporte y la distribución de calor y de electricidad, así como el desarrollo de tecnologías energéticas para la eficiencia energética de los edificios. Para ello, se prestará especial atención a la formación del personal al servicio de las Administraciones Públicas, especialmente en el ámbito local y regional, donde se encuentran los órganos competentes para la tramitación y autorización de instalaciones.

Adoptando la clasificación propuesta en la ley y considerando los tipos de barreras usuales de la penetración de las Fuentes No Convenciona-

les de Energía Renovable (FNCER) (Beck & Martinot, 2004), a continuación se describen y analizan las barreras identificadas:

4.3.1. Las barreras técnicas

a) *Falta de información en torno al recurso energético renovable representado por los RDB.*

La ausencia de una tradición o conocimiento entre los sectores agropecuarios y agroindustriales para el aprovechamiento del potencial energético con el que cuentan, haciendo referencia especialmente al caso de sus subproductos y/o residuos. (Afanador et al., 2015).

b) *Falta de capital humano con conocimiento de las tecnologías aplicables al aprovechamiento de los RDB.*

Uno de los factores fundamentales necesarios para la implementación y apropiación de nuevas tecnologías y el desarrollo o adaptación de nuevos mercados lo representa contar con el capital humano con la formación, capacidades y experiencia adecuadas.

c) *Prejuicio tecnológico, inclinación por tecnologías convencionales.*

En el caso de las energías renovables, un mercado compuesto por agentes con portafolios y tradición en nichos tecnológicos convencionales puede significar una barrera natural a la incorporación de nuevas fuentes. La Comisión de Regulación de Energía y gas (CREG) solo ha reconocido algunos tipos de biocombustibles, bajo la denominación de Combustible de Origen Agrícola COA. En esta denominación no cabrían los biocombustibles a partir de otra biomasa como las de bioresiduos sólidos urbanos y los pecuarios.

d) *Insuficiente madurez tecnológica y asociativa entre empresas productoras y consumidoras de calor y/o electricidad*

De manera que se logre mayores eficiencias a través de la implementación de tecnologías de cogeneración en organizaciones tipo clúster.

e) *Desconocimiento del potencial de abatimiento de gases efecto invernadero que poseen los RDB en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)*

Actuando como desplazadores de energía fósil. El documento “Productos analíticos para apoyar la toma de decisiones sobre acciones de mitigación a nivel sectorial: curvas de abatimiento para Colombia” (UniAndes, 2014); el cual, fue tomado como referencia para fijar las políticas, directrices y acciones del Plan de Acción del Sector (PAS) y orientar los compromisos de abatimiento de CO₂ ante el COP21, se desconoce el papel que podrían jugar los RDB para el abatimiento de CO₂, al desplazar generación a partir de combustibles fósiles, al considerar a los recursos energéticos de biomasa como no renovables.

f) *Insuficiencia de capacidades metrológicas y de certificación de productos y servicios de la cadena energética de los RDB.*

Los laboratorios y organismos certificadores de aspectos relacionados con certificación de huella de carbono son insuficientes. Igualmente existe insuficiencia en laboratorios y organismos certificadores de calidad de bienes, servicios y procesos relacionados con el aprovechamiento energético de los RDB en el país.

4.3.2. Las barreras administrativas

a) *Altos costos de inversión en las tecnologías de generación de energía eléctrica.*

Los altos costos de inversión para desarrollar nuevos proyectos de aprovechamiento electro-energético y de cogeneración requieren de posibles esquemas de financiación asociados.

b) *Dificultades de financiamiento.*

Dado el relativo desconocimiento por parte del sector financiero, especialmente en Colombia, donde no se han gestado desarrollos importantes en proyectos con FNCE, tanto la financiación como la valoración del riesgo, pueden arrojar tasas adversas que no se comparan con las de proyectos con tecnologías convencionales. Siendo los inconvenientes de financiamiento particularmente notables para pequeños inversionistas que

no cuentan con facilidades de crédito. Esto último, especialmente notorio para las características de plantas menores, con potencia nominal entre 5 y 20 MW; y, de pequeña escala, con potencia nominal menor a 1 MW, las cuales representan un potencial energético importante en Colombia.

Por otro lado, existen esquemas regulatorios e institucionales desarrollados y consolidados a través de los años, los cuales tienen sus bases sobre las prácticas constituidas como convencionales; es normal que estos, en principio, no se presten para la fácil implementación de cambios que den lugar a nuevas prácticas y esquemas de negocios. Sin embargo, estos sistemas están sujetos a su adaptación y evolución según los hechos y las circunstancias los hacen meritorios.

Para el caso de proyectos de cogeneración a partir de RDB, en la agro-industria, se afirma en (Afanador et al., 2015), que “es el nicho de oportunidad que mayor desarrollo presenta en el país en términos de la madurez de su implementación y la participación en aportes a la canasta energética nacional. Sin embargo, tal desarrollo se ha limitado casi que exclusivamente al caso del sector azucarero que reúne las condiciones propicias y la escala industrial adecuada para apalancar el eficiente aprovechamiento energético de los residuos generados de la industria de las tecnologías, requisitos y procedimientos para la producción y comercialización de energía eléctrica, los costos de inversión asociados con el desarrollo de este tipo de proyectos”.

c) *Barrera de acceso al mercado, en calidad de cogenerador.*

Esto debido a que aspectos regulatorios como el mínimo Rendimiento Eléctrico Equivalente -REE- exigido para acceder a la Fig. de “cogenerador” es una barrera que impide el desarrollo en otros sectores poseedores de RDB. Pues, la eficiencia establecida por la CREG de la producción de calor útil (CU) debe ser superior a 0,9. Esta eficiencia es posible que no sea alcanzable por procesos de cogeneración de cola; o en ciclos diferentes al Rankine, de esta manera el REE podría representar una barrera en la integración de energía eléctrica proveniente del aprovechamiento de los RDB.

d) Barrera competitiva por inflexibilidad tecnológica.

Por otro lado, las plantas de cogeneración que excedan su capacidad a los 20 MW, deben acogerse al despacho central, y según las condiciones actuales de las reglas del mercado, la planta de cogeneración de tales características estaría obligada a declararse inflexible, perdiendo la posibilidad de ofertar precio. En caso de no hacerlo, la planta se vería expuesta a ser objeto de penalizaciones ante posibles desviaciones con respecto a su pronóstico. La inflexibilidad de las plantas de cogeneración, por lo general está relacionada a la necesidad de mantener parámetros interdependientes de producción de energía eléctrica y calor simultáneamente, con la finalidad de mantener resultados meritorios de eficiencia energética global del proceso. Esta situación ejemplariza el diseño de reglas de mercado que atienden únicamente las características productivas de plantas que están del lado de la oferta (centralizadas), ignorando las características de plantas de FNCE, que se ubican del lado de la demanda (distribuidas o descentralizadas).

e) Incentivos o subsidios a fuentes convencionales de energía.

Los que dificultan la participación en los mercados de fuentes no convencionales más convenientes desde el punto de vista ambiental y social, como es el caso de las FNCER. Este es el caso de los créditos de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad – ENFICC, a través de las subastas del CxC – Cargo por Confiabilidad, para los cuales no existe acceso para las FNCER, usualmente de menor potencia unitaria que las convencionales.

f) Inexistencia de reconocimiento al aporte al refuerzo de la seguridad de abastecimiento eléctrico que efectúa una unidad de generación adicional a la red vinculada a la demanda (Generación Distribuida).

En Colombia solo se reconoce remuneración por energía firme a partir de los créditos ENFICC a los participantes del mercado del lado de la oferta; sin embargo, no está tipificado el producto de seguridad de abastecimiento.

g) Inexistencia de centros logísticos y de acopio de RDB con fines de aprovechamiento energético.

El aprovechamiento energético de la biomasa es muy sensible a la organización logística de relacionada con la transformación energética pri-

maria: pretratamiento, almacenaje, secado y densificación y transporte. esto puede representar hasta el 50% del costo de la bioenergía y convertir en inviables los proyectos de aprovechamiento de los RDB. Para los RDB, a partir de Residuos Sólidos Urbanos (RSU), esto significa la inexistencia de la logística y cultura de reciclaje en la fuente, que permita una cadena de valor costo-efectiva para el aprovechamiento energético de estos subproductos de consumo urbano.

h) *La extralimitación de la catalogación de la calidad de residuos en las cadenas productivas agrícolas y agroindustriales y en las cadenas de consumo de los RSU*

Puede generar obstáculos en las aplicaciones normativas de aprovechamiento de subproductos y coproductos, primero para el reciclaje y bio-refinación (sofisticación productiva), y posteriormente para la valorización energética como prioridades de utilización de subproductos y coproductos.

i) *Falta de coordinación interministerial para abordar el tema de valorización energética de los RSU*

En virtud a que bajo los modelos administrativos actuales, surgen buena cantidad de problemas transversales de coordinación interministerial.

4.3.3. Las barreras de mercado

a) *Posición dominante de algunos agentes del mercado*

Que al contar con portafolios de tecnologías convencionales que han significado cuantiosas inversiones, dificultan la entrada de nuevas tecnologías que les compitan con posibilidad de llegar a ser más eficientes, costo efectivas y más amigables con el medio ambiente.

En Colombia, anteriormente a la promulgación de la Ley 1715 de 2014, no existían estímulos que incentivaran el registro y reconocimiento de mercado, a la energía distribuida y/o descentralizada de propiedad de la demanda; debido, tal vez, a que no existe ningún mercado para su participación, que haga transparente su presencia en el sector electro-energético, y reconozca el valor de sus productos, tanto en energía, energía firme, confiabilidad y seguridad de abastecimiento, mitigación de CO₂, entre otros.

En Colombia existe limitada, casi nula, participación activa de la demanda de energía eléctrica, lo que ocasiona una competencia imperfecta; es decir, para que un mercado funcione adecuadamente, todas las partes de un intercambio o transacción deben tener igual poder de negociación. La Ley 143 de 1994, conocida como la Ley Eléctrica, no reconoce explícitamente a la demanda de energía, como un agente económico del mercado. Sin embargo, la demanda debe tomar decisiones que afectan la competitividad y la eficiencia económica, tecnológica y ambiental de los mercados contemporáneos de energía eléctrica. También estas restricciones inciden en la posibilidad de inversión en proyectos energéticos del lado de la demanda. Las restricciones a las decisiones económicas de la demanda son de dos tipos:

b) *La restricción de la elegibilidad del suministro*

O la elección del proveedor en función de la oferta más conveniente; la cual es conocida como la elegibilidad del cliente. La elección del proveedor de servicios de energía solo la pueden ejercer los usuarios no regulados del Sistema Interconectado Nacional; los cuales fueron definidos por la resolución CREG 131 de 1998, como aquellos que a partir del 1° de enero del 2000, superaran -en promedio en los últimos 6 meses-, los límites de potencia o consumo de 0,1 MW o 55 MWh, respectivamente.

Según el informe del mercado de noviembre de 2014 de XM (XM, 2014), los usuarios no regulados conformaban solo el 33% de la demanda y constituían 5545 clientes, mientras que los consumidores lo conforman el restante 67% y su demanda ha crecido porcentualmente 6,22 veces más que la de los clientes no regulados.

c) *Las restricciones a decisiones de consumo y producción distribuida eficiente de energía*

Que conlleve a: traslado de consumo, aumento de la eficiencia energética de los equipos de uso final, acceder a contratos de control de carga, acceder a tarifas tiempo-variantes, acceder a mercados de energía y de servicios complementarios; en general, desarrollar una conducta de respuesta de la demanda al precio, que coadyuve a la revelación de preferencias de la demanda y establecimiento de equilibrios competitivos o cercanos a este, en mercados mayoristas y minoristas de energía eléctrica.

Los programas de respuesta de la demanda, al precio, combinados con las tecnologías de energía distribuida, como la generación y almacenamiento de energía; así como las tecnologías de comunicación y medición avanzada, conforman hoy la participación activa de la demanda, en los mercados más eficientes del planeta, los cuales aplanan la curva de demanda, reduciendo sus picos.

El impacto de reducir el pico de la demanda (aplanar la curva) tiene ventajas económicas y medioambientales, pues disminuyen las inversiones en nueva capacidad de generación centralizada y evitan emisiones de CO₂ a la atmósfera; ya que, usualmente los picos de la demanda son cubiertos por centrales térmicas, que, aunque de alta flexibilidad, poseen baja eficiencia energética y la huella de carbono por MWh producido, es mayor.

d) *Restricción de acceso al mercado de restricciones de energía eléctrica.*

Los RDB poseen características de aprovechamiento local y regional, y el mercado eléctrico colombiano actual, posee pobres señales de localización que puedan orientar y aprovechar los poseedores de los RDB. Si se emitieran señales de localización para la instalación de generación en las zonas congestionadas, reforzaría la situación competitiva, que hoy ya posee, la generación distribuida de origen local y regional como los RDB. La instalación de plantas eléctricas que aprovechan los RDB, aliviaría las rentas por congestión del SIN y aumentaría la eficiencia del mercado eléctrico, disminuyendo actuales distorsiones de mercado; además, disminuyendo la huella de carbono actual del SIN.

e) *Restricción de información*

En un mercado ideal, todos los actores poseen información suficiente y similar. De esta manera, idealmente la información es perfecta y no tiene costo, incluyendo precios futuros, opciones tecnológicas, nuevos desarrollos, disponibilidad de financiación y cualquier otra información relevante que pueda afectar económicamente una inversión. Sin embargo, en la realidad, algunas de las fallas normalmente relacionadas con la información son: la ausencia absoluta de esta, su dificultad de acceso, su dispersión, su costo, su precisión o su calidad, su anticipación y la posibilidad de utilizarla o compartirla.

Una de las claves de la adaptación al cambio climático consiste en que la población reciba las señales de escasez y riesgo que este supone para sus actividades económicas y vitales. Estas señales por lo general son y deben ser transportadas por los precios que enfrenten los usuarios de los servicios, con mayor razón los de la energía eléctrica.

f) Costos transaccionales elevados

Todas las actividades relacionadas con el levantamiento de información, análisis de esta, negociaciones con posibles proveedores, socios y clientes, evaluación del riesgo, etc., tienen un costo asociado que en algunas ocasiones puede ser elevado y difícil de valorar en toda su magnitud. En el caso de las FNCER, en el que la escala de los proyectos suele ser menor a la de proyectos con fuentes convencionales, los costos transaccionales asociados con la valoración del recurso, los permisos y el licenciamiento, la negociación de contratos de venta de energía y la interconexión, entre otros, suelen ser por ende más altos por MW instalado o MWh producido.

g) Desconocimiento de externalidades positivas.

La ausencia de señales por parte del mercado para incentivar proyectos electro-energéticos de RDB, como proyectos integrales para el eficiente aprovechamiento de residuos y la mitigación de la contaminación ambiental, originada por algunos de estos, se constituye en una externalidad positiva no reconocida por el mercado.

4.3.4. Las barreras y limitantes socio-económicas

a) Persistencia de las condiciones sociales conflictivas de improductividad del campo colombiano

Estas barreras y “limitantes” se relacionan con: 1) la persistencia de un territorio con grandes vacíos en términos de formalización y regularización de los derechos de propiedad y conflicto (económico, social y ecológico) en el uso del suelo; 2) el bajo desarrollo humano de los pobladores rurales y la falta de movilidad social que incrementan las brechas urbano - rurales; 3) la imposibilidad de generar ingresos de manera sostenible y de acceder a activos productivos; 4) la deficiencia en la provisión de bienes y servicios públicos sectoriales para la competitividad

agropecuaria; y, 5) la limitada institucionalidad nacional y regional para la gestión del desarrollo rural y agropecuario.” (DNP, 2015).

b) Los principales obstáculos que enfrenta la asociatividad rural son:

1) debilidad normativa para la constitución, y formalización, 2) debilidades en la oferta y la coordinación interinstitucional, 3) obstáculos en la construcción de tejido social para la vida en comunidad, 4) limitaciones en el acceso a instrumentos financieros 5) debilidad en la oferta y acceso a servicios para la formación de capital humano 6) dificultades en la comercialización y acceso a mercados. (DNP, 2015).

4.3.5. Las barreras en las Zonas No Interconectadas (ZNI)

El gobierno colombiano ha asignado alta prioridad a la penetración de las FNCER en las ZNI; sin embargo, esta política enfrenta barreras importantes para ser superadas, a fin de lograr una participación más representativa de estas fuentes, acorde con los potenciales que se presentan y los beneficios y reducción de costos que estas pueden ofrecer. El diagnóstico presentado por (Afanador et al., 2015), muestra la urgencia de la problemática *“Actualmente, la situación enfrentada en tales zonas del país corresponde a la destinación de altos subsidios de los contribuyentes, tanto a la provisión de soluciones energéticas como a la prestación del servicio de energía como tal (operación y mantenimiento) a través de la aplicación de tarifas altamente subsidiadas a los usuarios. Dichos costos conciernen principalmente al consumo de combustible diésel, en cuyo caso el costo nivelado de energía puede estar más de dos y tres veces por encima de los costos manejados en el SIN. Adicionalmente, el uso de las unidades electrógenas que operan con este combustible, representa a la vez altos niveles de emisión de Gases de Efecto Invernadero –GEI–, que son un perjuicio a ser eliminado o por lo menos reducido en gran medida a través de la integración de FNCER, para el uso de sistemas de generación híbridos.”*

Las barreras que enfrenta la penetración de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), incluidos los RDB son: la ausencia

de un amplio conocimiento local para la implementación de soluciones energéticas con estas tecnologías, falta de apropiación de las soluciones por parte de las comunidades, carencia de personal capacitado en tales zonas que cuide de los sistemas y pueda solucionar pequeñas fallas que se puedan presentar o acudir al soporte técnico pertinente y, en términos generales, una estrategia integral no solo para el aprovechamiento de las FNCER, sino para el desarrollo de soluciones energéticas que acompañen el emprendimiento de proyectos productivos y de mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades que habitan estas zonas (Afanador et al., 2015). Estas barreras son descritas en forma tabulada de la siguiente manera:

4.4. Mecanismos y estrategias para promover el aprovechamiento eficiente de los Recursos Distribuidos de Bioenergía (RDB) en Colombia

A continuación, se presentan, en forma tabulada, y como parte de los resultados obtenidos en la investigación que dio origen a este libro, las estrategias y mecanismos para promover el aprovechamiento eficiente de los Recursos Distribuidos de Bioenergía (RDB), en Colombia. Se incluye, además, la identificación de los sujetos obligados y responsables por cada uno de ellos, correspondientes a la superación de las barreras de aprovechamiento de los objetivos de valorización energéticas de los RDB. La tabulación se organiza en Tablas, resultado de la alineación de la cadena de suministro de la bioenergía, con los objetivos de valorización energética de los RDB, las barreras, las estrategias y mecanismos para su aprovechamiento eficiente en Colombia. Dichas Tablas están organizadas, por cada eslabón de la cadena de suministro de la bioenergía, así:

Eslabón de SUMISTRO DE BIOMASA Y RESIDUOS SÓLIDOS

Eslabón de TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN Y VECTORES ENERGÉTICOS

Eslabón de USUARIOS DE LA BIOENERGÍA, USUARIOS FINALES Y
SERVICIOS ENERGÉTICOS

Eslabón de GESTIÓN ENERGÉTICA

Barreras identificadas en el caso de la utilización de FNCER en las ZNI

Tema	Descripción de la barrera
Política de subsidios	<p>En la actualidad, aun cuando los subsidios para la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI son asignados en función de los kWh consumidos, estos dependen principalmente de la cantidad de galones de combustible requeridos, bajo un esquema en el que no se promueve la reducción del consumo ni la sustitución de este energético, ya que esto simplemente le representaría una reducción en sus ingresos a las empresas que prestan al servicio (señal perversa).</p>
Información de proyectos	<p>No existe una base de información para conocimiento de las experiencias que se han desarrollado a través de los diferentes y múltiples proyectos de solución energética en las ZNI. Por tanto, se desconocen sus costos reales de inversión y operación, su éxito o fracaso, los problemas que han tenido que enfrentar y las soluciones que se han encontrado. De la misma manera, no se cuenta con información clara y precisa de la participación de las FNCER en términos de la capacidad instalada y la energía generada.</p>
Recurso humano	<p>No se cuenta con el personal técnico calificado suficiente para apoyar y atender el alto número de locaciones en ZNI donde se implementan soluciones energéticas. Por ende, en muchos casos no se presta un adecuado mantenimiento de los sistemas y eventualmente se pueden presentar fallas que nunca son solucionadas llevando al abandono de los equipos. Esto va en detrimento de la seguridad, la confiabilidad y la prestación misma del servicio del servicio, y al fracaso de muchas inversiones.</p>
Modelos/ Metodologías	<p>Aun cuando se han desarrollado algunos proyectos piloto con FNCER en las ZNI como por ejemplo, Nazareth en La Guajira (híbrido solar-diésel, y eólico fallido), Titumate en Chocó, Isla Fuerte en Bolívar o El Retorno en Guaviare (todos, proyectos híbridos solar-diésel) y se tiene un prospecto a mayor escala en el caso del proyecto diésel-incineración-eólico que se espera entre en funcionamiento en la isla de San Andrés, no existen en Colombia modelos debidamente consolidados y documentados ni se ha adoptado una metodología para el exitoso desarrollo de este tipo de sistemas híbridos, que sirvan como pauta para su réplica.</p>

Barreras identificadas en el caso de la utilización de FNCER en las ZNI

Tema	Descripción de la barrera
Proyección a futuro	La optimización de las soluciones energéticas para ZNI y el adecuado diseño de sistemas híbridos están condicionados al conocimiento o caracterización adecuada de los patrones de consumo y las expectativas de demanda futura de las poblaciones atendidas. Adicionalmente, en la mayoría de los casos no se liga la provisión de la solución energética con proyectos concretos que además de procurar bienestar para las comunidades, les permitan hacer un uso productivo de la energía (Pueyo & Maestre, 2019).

Tabla 4-3 Mecanismos y estrategias para promover el aprovechamiento eficiente de los RDB en Colombia, en el eslabón de SUMINISTRO DE BIOMASA Y RESIDUOS SÓLIDOS.

Objetivos de valorización energética de los RDB	Barreras al aprovechamiento energético de los RDB	Estrategias de aprovechamiento energético de los RDB	Mecanismos para el aprovechamiento energético de los RDB	Sujetos obligados y competencias institucionales
Promover y desarrollar las capacidades metrológicas y de certificación de productos y servicios de la cadena energética de aprovechamiento de RDB, con la finalidad de apalancar los mercados de bienes y servicios de la cadena de valor, mediante la creación y desarrollo de laboratorios certificadores, dentro de la cadena de acreditación del Sello Ambiental Colombiano (SAC).	Insuficiencia de capacidades metrológicas y de certificación de productos y servicios de la cadena energética de la biomasa residual. Los laboratorios y organismos certificadores de aspectos relacionados con certificación de huella de carbono son insuficientes. Igualmente existe insuficiencia en laboratorios y organismos certificadores de calidad de bienes, servicios y procesos relacionados con el aprovechamiento energético de la biomasa en el país.	Expedir reglamentos técnicos de eficiencia energética (PAS energía)	Desarrollar un programa de apoyo y capacitación para laboratorios acreditados de eficiencia energética y de FNCER Expedir el Reglamento Técnico de Calderas	Min CIT, MME, MEN, ONAC, laboratorios acreditados Min CIT, MME, ICONTEC, ONAC
		Gestión de conocimiento y de tecnología en torno a certificación de recursos, productos y procesos de la cadena electro energética de la bioenergía	Realizar campañas de divulgación para dar a conocer y promover la implementación del Reglamento Técnico de Calderas	MME, Min CIT
			Definir una estrategia para el fortalecimiento de la capacidad nacional de certificación de condiciones de calidad de recursos, productos y procesos de la cadena electro energética de la bioenergía. Ley 1715/2014 art. 18.	PTP, Min CIT
Aprovechar las ventajas competitivas y energéticas de los RDB, ofrecidas por las condiciones naturales colombianas. Aprovechar las condiciones climáticas colombianas que le permiten obtener altas tasas de generación de biomasa y sus residuos, de gran frecuencia y conveniente	Persistencia de las condiciones sociales conflictivas de improductividad del campo colombiano. Estas barreras se relacionan con: 1) la persistencia de un territorio con grandes vacíos en términos de formalización y regularización de los derechos de propiedad y conflicto (económico, social y ecológico) en el uso del suelo;	Promover la producción y el uso eficiente de agroenergía (PAS agropecuario)	Apoyar los procesos de energización en ZNI IPSE Usar los residuos de cosecha para la generación de energía Manejar excretas para generación de energía	MME, MADR, IPSE MADR, gremios agrícolas y agroindustriales, MME, MADS MADS, MADR, MME, Fenavi

Objetivos de valorización energética de los RDB	Barreras al aprovechamiento energético de los RDB	Estrategias de aprovechamiento energético de los RDB	Mecanismos para el aprovechamiento energético de los RDB	Sujetos obligados y competencias institucionales
periodicidad para ofrecer energía firme, complementariedad, confiabilidad, eficiencia energética y de mercado, flexibilidad, y limpieza, ante mercados existentes y por desarrollar	2) bajo desarrollo humano de los pobladores rurales y la falta de movilidad social que incrementan las brechas urbano - rurales; 3) la imposibilidad de generar ingresos de manera sostenible y de acceder a activos productivos; 4) la deficiencia en la provisión de bienes y servicios públicos sectoriales para la competitividad agropecuaria; y, 5) la limitada institucionalidad nacional y regional para la gestión del desarrollo rural y agropecuario.		Promover la siembra de cultivos de caña de azúcar, palma de aceite y otras biomásas con el objeto de incrementar el uso de estas materias primas en la producción de biocombustibles de acuerdo a la aptitud de uso de suelo	MADS, MADR, MME, Fedepalma, Asocaña, Fedearroz, Augura
			Incrementar el uso anaeróbico de las piscinas de exudación utilizadas en plantaciones de palma de aceite	MADS, MADR, MME, Fedepalma

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4-4 Mecanismos y estrategias para promover el aprovechamiento eficiente de los RDB en Colombia, en el eslabón de TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN Y VECTORES ENERGÉTICOS.

Objetivos de valorización energética de los RDB	Barreras al aprovechamiento energético de los RDB	Estrategias de aprovechamiento energético de los RDB	Mecanismos para el aprovechamiento energético de los RDB	Sujetos obligados y competencias institucionales
Desarrollar centros de acopio logístico y mercadeo de RBR. Desarrollar el mercado de subproductos y coproductos de RDB, a través de la organización logística de centros de acopio y mercadeo de biomasa concentrada en forma de pellets, briquetas u otras presentaciones de manera que apalanquen el desarrollo de su aprovechamiento	Inexistencia de centros logísticos y de acopio de recursos de biomasa con fines de aprovechamiento energético. El aprovechamiento energético de la biomasa es muy sensible a la organización logística relacionada con la transformación energética primaria: pretratamiento, almacenaje, secado y densificación y transporte. Esto puede representar hasta el 50% del costo de la bioenergía	Realizar estudios y/o desarrollos normativos del sector relacionados con los servicios de acopio (PAS RSU)	Expedir la normatividad que permita la inclusión de recolección selectiva en esquema tarifario de aseo y el fortalecimiento normativo y para la implementación de esquemas de aprovechamiento en el país.	Gobierno Nacional, MVCT, CRA
			Promover el desarrollo y evaluación de líneas estratégicas para la estructuración de esquemas que permitan la formalización empresarial de recicladores.	Sector privado, gremios de reciclaje, apoyo de gobierno local y nacional.

Objetivos de valorización energética de los RDB	Barreras al aprovechamiento energético de los RDB	Estrategias de aprovechamiento energético de los RDB	Mecanismos para el aprovechamiento energético de los RDB	Sujetos obligados y competencias institucionales
energético. Para la parte biodegradable de los residuos sólidos urbanos, la valorización energética debe extraer estos subproductos de la cadena conducente a la disposición final de residuos en rellenos sanitarios y configurar una cadena logística y de valor energético sostenible y económicamente rentable que combine compostaje y bioenergía.	y convertir en inviabiles los proyectos de aprovechamiento de la biomasa residual. Para los recursos de biomasa a partir de residuos sólidos urbanos esto significa la inexistencia de la logística y cultura de reciclaje en la fuente que permita una cadena de valor costo-efectiva para el aprovechamiento energético de estos subproductos de consumo urbano	Apoyar técnicamente la gestión integral de los residuos sólidos con alcance regional y operación especializada (PAS RSU)	Apoyar a los municipios en el fortalecimiento de sus PGIRS, la evaluación de puntos de recolección urbana de material potencialmente reciclable y en general el estructuramiento de los lineamientos que permita mejorar la eficiencia de procesos enfocados en la disminución de la generación de residuos	Gobierno Nacional, MADS, MVCT, Gobierno local
Desarrollar centros de acopio logístico y mercadeo de RBR.		Optimización de los sistemas de logística para reducir el transporte de materias primas y productos terminados (PAS industria)	Apoyar la difusión de las buenas prácticas en la planeación logística (ruteo, uso de vehículos híbridos, mantenimientos preventivos a los vehículos) con criterios de eficiencia en la prestación del servicio de aseo.	Empresas prestadoras de servicio público. Apoyo del Gobierno Local y Gobierno Nacional, MVCT, MT
			Promover acciones entre los gobiernos locales y el sector privado que lideren hacia una operación logística eficiente en los entornos urbanos	Empresarios con apoyo de DNP, de Banca Desarrollo, Ministerio de Transporte y Min CIT
Desarrollar Tecnología e Innovación para el aprovechamiento energético de los RBR. Convertir el aprovechamiento energético de los RBR en un desarrollo	Falta de información en torno al recurso energético renovable representado por la biomasa residual. La ausencia de una tradición o conocimiento entre los sectores agropecuarios y agroindustriales para el aprovechamiento del potencial	Promoción de la investigación y difusión del conocimiento en torno a diferentes COAs (Combustibles de Origen Agrícola), Combustible Pecuuario y Residuos Sólidos Urbanos y las tecnologías	Formulación de una iniciativa de I+D+i en Colciencias referida al tema específico de caracterización y aprovechamiento de los RDB.	COLCIENCIAS, UPME, Universidades, Centros Tecnológicos

Objetivos de valorización energética de los RDB	Barreras al aprovechamiento energético de los RDB	Estrategias de aprovechamiento energético de los RDB	Mecanismos para el aprovechamiento energético de los RDB	Sujetos obligados y competencias institucionales
científico-tecnológico de talla mundial contando con las ventajas comparativas que proporciona la alta disponibilidad local de los RBR en el trópico y los pisos térmicos colombianos; procurando el desarrollo de ciclos de cogeneración de electricidad y calor de alta eficiencia, propiciando sofisticación a las cadenas productivas y energéticas.	energético con el que cuentan, haciendo referencia especialmente al caso de sus subproductos y/o residuos.	asociadas con su aprovechamiento. Necesidad obligada de certificación.		
		Implementar un centro de información e investigación en eficiencia energética, donde se reúna la información de los diferentes proyectos realizados en el país, el estado del arte en tecnologías, la información sobre los instrumentos financieros e incentivos disponibles. (PAS industria)	Consolidar la agencia nacional de eficiencia energética donde se reúna la información en nuevas tecnologías eficientes y se promueva la renovación tecnológica de la industria para un desempeño eficiente del sector	MME con apoyo de MinCIT, agremiaciones y empresarios
			Consolidar el Fondo de energías no convencionales y gestión eficiente de la energía, FENOGÉ, de acuerdo a los lineamientos del artículo 10° de la ley 1715 de 2014. Apoyar mediante los instrumentos del Min CIT los proyectos de renovación tecnológica presentados a la agencia.	
Aprovechar el refuerzo de la seguridad de abastecimiento eléctrico limpio a partir de RDB. Aprovechar el incremento de la seguridad de abastecimiento eléctrico que ofrece el aprovechamiento energético de los recursos de biomasa al proporcionar energía firme al sistema, cercana al consumo, en	Inexistencia de reconocimiento del aporte al refuerzo de la seguridad de abastecimiento eléctrico que efectúa una unidad de generación adicional a la red vinculada a la demanda (Generación Distribuida). En Colombia solo se reconoce remuneración por energía firme a partir de los créditos ENFICC a los	Promover la utilización de fuentes no convencionales de energía renovable en el Sistema Energético Nacional con criterios de confiabilidad y sostenibilidad medioambiental, social y económica (PAS energía)	Promover y apoyar la implementación de proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable de mayor escala en el Sistema Interconectado Nacional	MME, MADS
			Promover y apoyar la implementación de proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable del lado de la demanda (sector productivo)	MME, MADS, MinCIT, empresarios

Objetivos de valorización energética de los RDB	Barreras al aprovechamiento energético de los RDB	Estrategias de aprovechamiento energético de los RDB	Mecanismos para el aprovechamiento energético de los RDB	Sujetos obligados y competencias institucionales
forma de energía distribuida aumentando la confiabilidad del sistema eléctrico, la diversidad del mix de generación y la capacidad exportadora de electricidad; disminuyendo la huella de carbono del sistema	participantes del mercado del lado de la oferta.	Desarrollo de la posibilidad de participación de usuarios no industriales como cogeneradores para el desarrollo de proyectos de RSU y del sector servicios con residuos de biomasa como plazas de mercado, etc.	Modificación de las normas regulatorias para reconocer las diferentes tipologías y ciclos de cogeneración y sus eficiencias, con posibilidad de desarrollo para el aprovechamiento de la biomasa residual	CREG
Privilegiar el desarrollo de la cogeneración a partir de RDB. Privilegiar el desarrollo de la cogeneración a base de RDB, como desarrollo productivo sofisticado que une la generación limpia con la eficiencia energética de procesos productivos agroindustriales y pecuarios, y de residuos sólidos urbanos, logrando el abatimiento intensivo de gases de efecto invernadero	Barrera de acceso al mercado en calidad de cogenerador. Esto debido a que aspectos regulatorios como el mínimo Rendimiento Eléctrico Equivalente -REE- exigido para acceder a la figura de “cogenerador” es una barrera que impide el desarrollo en otros sectores poseedores de RDB. Pues, la eficiencia establecida por la CREG de la producción de calor útil (CU) debe ser superior a 0,9. Esta eficiencia es posible que no sea alcanzable por procesos de cogeneración de cola; o en ciclos diferentes al Rankine, de esta manera el REE podría representar una barrera en la integración de energía eléctrica proveniente del aprovechamiento de la biomasa residual. (Barrera Administrativa c.)	Promover el desarrollo sostenible de clústeres productivos para implementar medidas de eficiencia energética, uso de FNCE y mitigación de gases efecto invernadero.	Realizar una evaluación de potencial de desarrollar distritos energéticos industriales en el país.	Empresarios con apoyo de Min CIT, ANDI, MME y MADS
	Barrera competitiva por inflexibilidad tecnológica. Las plantas de cogeneración que excedan su capacidad a los 20 MW, deben	Modificar la regulación, para que los autogeneradores y la cogeneración terciaria puedan vender más fácilmente, los excedentes de energía a la red. (PAS industria)	Reglamentar el artículo 6° de la ley 1715 de 2014, en lo referente a la entrega de excedentes de autogeneración a pequeña y gran escala en el Sistema Interconectado Nacional, cuidando promover la productividad y competitividad del sector industrial y otros sectores productivos en el país.	MME
			Participar activamente como sector en el proceso de consulta de la reglamentación especialmente en las consultas referentes al papel de la industria en los esquemas de	

Objetivos de valorización energética de los RDB	Barreras al aprovechamiento energético de los RDB	Estrategias de aprovechamiento energético de los RDB	Mecanismos para el aprovechamiento energético de los RDB	Sujetos obligados y competencias institucionales
	acogerse al despacho central, y según las condiciones actuales de las reglas del mercado, la planta de cogeneración de tales características estaría obligada a declararse inflexible, perdiendo la posibilidad de ofertar precio. En caso de no hacerlo, la planta se vería expuesta a ser objeto de penalizaciones ante posibles desviaciones con respecto a su pronóstico. (Barrera Administrativa d.)		generación distribuida, entrega de excedentes y otros temas relevantes del sector.	
Aprovechar el potencial de desarrollo bajo en carbono del uso energético de los recursos de la biomasa residual. Desarrollar portafolios de eficiencia sostenible del sector productivo basados en el aprovechamiento de RDB.	Desconocimiento del potencial de abatimiento de gases de efecto invernadero que poseen los RBR en el Sistema Interconectado Nacional SIN, actuando como desplazadores de energía fósil. En el documento “Productos analíticos para apoyar la toma de decisiones sobre acciones de mitigación a nivel sectorial: curvas de abatimiento para Colombia” (Universidad de los Andes, 2014); el cual, fue tomado como referencia para fijar las políticas directrices y acciones del Plan de Acción del sector y orientar los compromisos de abatimiento de CO2 ante el COP21.	Promover el desarrollo sostenible de clústeres productivos para reducir el transporte de materias primas y productos terminados. i.e. Localizar proveedores en las cercanías para reducir costos y mejorar la logística.	Caracterizar la huella de carbono y líneas base de consumo energético de los clústeres productivos nacionales, como piloto para identificar oportunidades de aprovechamiento de residuos, así como de implementación de distritos energéticos a nivel nacional	Empresarios con apoyo de Min CIT y MME

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4-5 Mecanismos y estrategias para promover el aprovechamiento eficiente de los RDB en Colombia, en el eslabón de USUARIOS DE LA BIOENERGÍA, USUARIOS FINALES Y SERVICIOS ENERGÉTICOS.

Objetivos de valorización energética de los RDB	Barreras al aprovechamiento energético de los RDB	Estrategias de aprovechamiento energético de los RDB	Mecanismos para el aprovechamiento energético de los RDB	Sujetos obligados y competencias institucionales
<p>Posibilitar la catalogación como subproductos y materias primas secundarias a los residuos de biomasa con aceptable potencial energético dentro de un sistema de gestión integral de residuos de ciclo cerrado. Posibilitar la oportunidad a las cadenas productivas que poseen Recursos de biomasa para el aprovechamiento energético de que estos recursos sean considerados como un subproducto de cadenas productivas agrícolas agroindustriales o forestales y materia primas secundarias a partir de residuos biodegradables de consumo urbano, de manera que puedan ser considerados también como bienes para biorefinación de segunda generación o transables en mercados energéticos de productos primarios.</p>	<p>La extralimitación de la catalogación de la calidad de residuos en las cadenas productivas agrícolas y agroindustriales y en las cadenas de consumo de los Residuos Sólidos Urbanos (RSU), puede generar obstáculos en las aplicaciones normativas de aprovechamiento de subproductos y materias primas secundarias, primero para el reciclaje y biorefinación (sofisticación productiva), y posteriormente para la valorización energética como prioridades de utilización de subproductos y coproductos.</p>	<p>Incentivar el mercado de los productos generados en los procesos de aprovechamiento de residuos orgánicos e inorgánicos (PAS RSU)</p>	<p>Explorar mecanismos y alianzas que promuevan la demanda y fortalecimiento de mercados de residuos valorizables, incluyendo incentivos al uso del compost mediante convenios de mejoramiento paisajístico urbano; promoviendo las posibles alianzas público-privadas que permitan el fortalecimiento de mercados estratégicos de residuos valorizables y comercialización de reciclaje</p>	<p>MVCT, MADS, MICT, Minagricultura sector privado y Gobierno Local</p>
			<p>Estudiar los mejores incentivos o normas que promuevan el coprocesamiento de residuos en la industria bajo estándares ambientales</p>	<p>MVCT, MADS, MICT, Cempre, Cámara de Industria y Comercio, sector privado</p>
			<p>Apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el desarrollo de esquemas de aprovechamiento del biogás en la inyección de éste en gasoductos, así como su uso como combustible para vehículos.</p>	<p>MME, MVCT</p>
		<p>Incentivar la implementación de procesos de aprovechamiento de residuos orgánicos e inorgánicos (PAS RSU)</p>	<p>Apoyar técnicamente a los municipios en la implementación de procesos de compostaje</p>	<p>MVCT</p>
			<p>Revisar con el MADS las directrices apropiadas para incentivar las actividades de generación y venta de electricidad en rellenos de alta producción de biogás, sin que esto implique la afectación del marco tarifario en la prestación del servicio de aseo</p>	<p>Operadores de los rellenos sanitarios, MADS, MVCT</p>

Objetivos de valorización energética de los RDB	Barreras al aprovechamiento energético de los RDB	Estrategias de aprovechamiento energético de los RDB	Mecanismos para el aprovechamiento energético de los RDB	Sujetos obligados y competencias institucionales
Posibilitar la catalogación como subproductos y materias primas secundarias a los residuos de biomasa con aceptable potencial energético dentro de un sistema de gestión integral de residuos de ciclo cerrado	La extralimitación de la catalogación de la calidad de residuos en las cadenas productivas agrícolas y agroindustriales y en las cadenas de consumo de los Residuos Sólidos Urbanos	Incentivar la implementación de procesos de aprovechamiento de residuos orgánicos e inorgánicos (PAS RSU)	Revisar con el MADS las directrices apropiadas para determinar la conveniencia, ejecución y viabilidad de procesos Waste to energy - producción de material combustible a partir de residuos sólidos municipales, bajo el cumplimiento de los estándares ambientales.	MADS, MVCT
			Apoyar las iniciativas del sector privado que permitan promover pilotos de procesamiento de residuos en la industria (v.g cementeras).	MICT, Andi, Cempre, MADS y MVCT
			Implementación de plantas de aprovechamiento, especialmente tratamiento mecánico-biológico (MBT) y compostaje	MVCT Gobierno Local y sector privado
		Gestión Integral y aprovechamiento de residuos (PAS industrial)	Desarrollar de manera conjunta un modelo de aprovechamiento de residuos a nivel industrial, en el que se definan las tasas de aprovechamiento, condiciones de mercado y cadenas de valor, necesarios para la sostenibilidad del modelo	Empresarios con apoyo de Min CIT, MADS, ANDI, y Ministerio de Vivienda y Desarrollo Territorial
			Participar en la alianza para el reciclaje inclusivo, apoyando las actividades y programas relacionados con las actividades del Ministerio y el sector industria en general.	
			A través de las Comisiones Regionales de Competitividad (CRC), gestionar en conjunto con el Ministerio de Vivienda y Desarrollo Territorial y con los gobiernos locales, procesos que permitan generar un aprovechamiento de residuos en el sector industrial	

Objetivos de valorización energética de los RDB	Barreras al aprovechamiento energético de los RDB	Estrategias de aprovechamiento energético de los RDB	Mecanismos para el aprovechamiento energético de los RDB	Sujetos obligados y competencias institucionales
Posibilitar la catalogación como subproductos y materias primas secundarias a los residuos de biomasa con aceptable potencial energético dentro de un sistema de gestión integral de residuos de ciclo cerrado	La extralimitación de la catalogación de la calidad de residuos en las cadenas productivas agrícolas y agroindustriales y en las cadenas de consumo de los Residuos Sólidos Urbanos	Gestión Integral y aprovechamiento de residuos (PAS industrial)	Apoyar la implementación de las políticas y regulaciones para la gestión post-consumo de productos y servicios, especialmente de envases y empaques de acuerdo a los lineamientos de la OCDE. Promover la gestión de recursos e implementación de sistemas de ciclo cerrado en el sector industrial, aprovechando programas como "Producción de ciclo cerrado en las Américas" de la OEA y otros.	
Impulsar mecanismos de asociatividad, clúster y encadenamientos productivos para el aprovechamiento de los RDB. Lograr la generación de mecanismos de asociatividad y clústeres que creen cadenas de valor y desarrollo de mercados de diversos productos energéticos que incidan en el desarrollo de escalas eficientes de aprovechamiento de la biomasa residual	Insuficiente madurez tecnológica y asociativa entre empresas productoras y consumidoras de calor y/o electricidad, de manera que se logre mayores eficiencias a través de la implementación de tecnologías de cogeneración en organizaciones tipo clúster. (Barrera Técnica d.)	Fortalecimiento institucional por medio de la creación de una instancia marco o convenio de eficiencia energética para apoyar proyectos e iniciativas de eficiencia energética en el país (PAS energía)	Reglamentar la creación de una instancia marco o convenio de eficiencia energética para apoyar proyectos e iniciativas de eficiencia energética y aprovechamiento de FNCER, en el país	MME
		Desarrollo de cluster industriales en los que el calor producido en exceso por algunas industrias pueda ser utilizado por otra.	Incluir en la revisión o actualización de la reglamentación sobre los programas de eficiencia energética, la cogeneración a partir de biomasa residual, y el desarrollo de alianzas energéticas o cluster en el contenido del Plan de acción Indicativo para el desarrollo del PROURE, en especial en lo relacionado al mecanismo de apoyo a los objetivos de eficiencia energética, la suscripción de acuerdos voluntarios con los diferentes agentes intervinientes en el mercado energético. Ley 1715/2014 cap. V art. 28 b)	Min MME, CIT, empresarios

Objetivos de valorización energética de los RDB	Barreras al aprovechamiento energético de los RDB	Estrategias de aprovechamiento energético de los RDB	Mecanismos para el aprovechamiento energético de los RDB	Sujetos obligados y competencias institucionales
Impulsar mecanismos de asociatividad, cluster y encadenamientos productivos para el aprovechamiento de los RDB.	Insuficiente madurez tecnológica y asociativa entre empresas productoras y consumidoras de calor y/o electricidad	Fortalecimiento institucional a través de la suscripción de Alianzas Público Privadas (APP) de eficiencia energética para apoyar proyectos e iniciativas de eficiencia energética en el sector. (PAS industria)	Construir un plan para la suscripción de alianzas público privadas para promover la eficiencia energética, los inventarios de emisiones y renovación tecnológica del sector industrial, aprovechando la relación del Ministerio con las regiones a través de las Comisiones Regionales de Competitividad (CRC) y los actores públicos y privados que las conforman	Min CIT / MME
	Los principales obstáculos que enfrenta la asociatividad rural son: a) debilidad normativa para la constitución y formalización, b) debilidades en la oferta y la coordinación interinstitucional, c) obstáculos en la construcción de tejido social para la vida en comunidad, d) limitaciones en el acceso a instrumentos financieros e) debilidad en la oferta y acceso a servicios para la formación de capital humano f) dificultades en la comercialización y acceso a mercados.	Lineamientos estratégicos de política pública para la promoción de la asociatividad y el empresarismo rural en Colombia (DNP)	Desarrollar de acuerdo al artículo 36 de la ley 1715 de 2014, esquemas empresariales para el desarrollo de procesos productivos en las Zonas No Interconectadas (ZNI), aprovechando las herramientas y programas del ministerio, así como objetivos de la política industrial	Min CIT / MME
			Revisar y adecuar el marco normativo relacionado con la constitución, formalización y gobernanza de las asociaciones y formas empresariales rurales	MADR, Min CIT
			Coordinar la oferta institucional existente para la promoción de la asociatividad y la empresarización rural	MADR, Min CIT
			Reconocer y fortalecer las formas asociativas y empresariales rurales para la construcción de tejido social y la vida en comunidad	MADR, Min CIT
			Facilitar el acceso al crédito y la financiación mediante la adaptación y el diseño de instrumentos financieros ajustados a las condiciones y realidades de las formas asociativas y empresariales rurales	MADR, Min Banco Agrario, Bancóldex
			Mejorar la oferta y el acceso a servicios de formación del recurso humano	MEN, SENA, ICETEX

Objetivos de valorización energética de los RDB	Barreras al aprovechamiento energético de los RDB	Estrategias de aprovechamiento energético de los RDB	Mecanismos para el aprovechamiento energético de los RDB	Sujetos obligados y competencias institucionales
Impulsar mecanismos de asociatividad, cluster y encadenamientos productivos para el aprovechamiento de los RDB.	Principales obstáculos que enfrenta la asociatividad rural		Promover herramientas y mecanismos que faciliten la comercialización y el acceso a mercados de los bienes y servicios	MADR, Min CIT
Desarrollar incentivos que reduzcan los costos o reconozcan el beneficio ambiental del aprovechamiento energético de la biomasa residual. Desarrollar incentivos para realizar inversiones en bioenergía a partir de biomasa que reflejen el beneficio ambiental.	Altos costos de inversión en las tecnologías de generación de energía eléctrica. Los altos costos de inversión para desarrollar nuevos proyectos de aprovechamiento electro-energético y de cogeneración requieren de posibles esquemas de financiación asociados. (Barrera Administrativa a.)	Acceso a incentivos y financiación especializada que tengan en cuenta los altos costos de inversión requeridos para desarrollar nuevos proyectos de generación y cogeneración.	Fortalecer el suministro de información y estadísticas de las formas asociativas y empresariales en el sector rural	MADR
			Acceso a incentivos indicados por la ley 1715/2014 y desarrollados en el Decreto 2143 de 2015.	MME, MADS
			Bancarización. El impulso a la banca de desarrollo y el establecimiento de metodologías de valoración de proyectos consensuadas.	MADR, Banco Agrario, Bancóldex, Min CIT
Desarrollar la utilización de Recursos de Biomasa (RBR) para la energización de Zonas No Interconectadas (ZNI). Aprovechar los RBR para expandir la cobertura eléctrica, ya sea en forma híbrida o autónoma, bajo el desarrollo de modelos de Áreas de Servicio Exclusivo y/o dentro de los Planes de Energización Rural Sostenible (PERS), de manera que se incremente la productividad local.	Las barreras que enfrenta la penetración de la Fuentes no Renovables en las ZNI, incluidos los Recursos de biomasa son: la ausencia de un amplio conocimiento local para la implementación de soluciones energéticas con estas tecnologías, falta de apropiación de las soluciones por parte de las comunidades, carencia de personal capacitado en tales zonas que cuide de los sistemas y pueda solucionar pequeñas fallas que se puedan presentar o acudir al soporte técnico pertinente y, en términos generales, una estrategia integral no solo para el aprovechamiento de las FNCER, sino para el desarrollo de	Desarrollar la regulación para la instalación de sistemas de suministro de energía, en las Zonas No Interconectadas, que incorporen fuentes no convencionales de energía renovable (PAS energía)	Afinar el marco regulatorio para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica y las fórmulas tarifarias	CREG, MME, IPSE
			Desarrollar la regulación para la instalación de sistemas híbridos de suministro de energía que incorporen FNCER	CREG, MME, IPSE
			Establecer áreas de servicio exclusivo para la prestación por una misma empresa de los servicios de energía eléctrica (con FNCER), gas natural, GLP distribuido por redes y/o por cilindros en las ZNI	CREG, MME, IPSE
		Crear un fondo para apoyar la implementación de proyectos híbridos en las ZNI no interconectables (PAS energía)	Reglamentar el funcionamiento del fondo para apoyar la implementación de proyectos híbridos en las ZNI no interconectables. (una alternativa es continuar con el FAZNI como esquema de fondo)	MME, MinHacienda

Objetivos de valorización energética de los RDB	Barreras al aprovechamiento energético de los RDB	Estrategias de aprovechamiento energético de los RDB	Mecanismos para el aprovechamiento energético de los RDB	Sujetos obligados y competencias institucionales
Desarrollar la utilización de Recursos de Biomasa (RBR) para la energización de Zonas No Interconectadas (ZNI).	soluciones energéticas que acompañen el emprendimiento de proyectos productivos y de mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades que habitan estas zonas.	Promover la utilización de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR) en las Zonas No Interconectadas (ZNI) con criterios de confiabilidad y sostenibilidad medioambiental, social y económica (PAS energía)	Realizar campañas de divulgación para dar a conocer y fomentar el uso del fondo Desarrollar esquemas de incentivos para que los prestadores del servicio de energía eléctrica en las ZNI reemplacen parcial o totalmente su generación con diesel por FNCR Implementar un programa para aumentar la participación de generación con FNCR, con proyectos híbridos, en las cabeceras municipales Implementar soluciones técnicas con fuentes no convencionales de energía renovable	MME, UPME, IPSE MME, UPME, IPSE, CREG MME, IPSE, Gobierno Local MME, IPSE, Gobierno Local
Aprovechar la empleabilidad de las cadenas energéticas de la biomasa para acimtar la paz y la equidad. Desarrollar infraestructura energética sostenible basada en el aprovechamiento de Recursos de Biomasa (RBR) locales y tecnologías de biocombustibles avanzados, para territorios específicos de alta inequidad o de alta intensidad y persistencia del conflicto armado; de manera que contribuya a la agregación de valor y competitividad local en torno a la explotación de bienes de uso común de recursos energéticos distribuidos, desarrollando servicios logísticos y mercados de materias primas de biocombustibles de biomasa	Falta de capital humano con conocimiento de las tecnologías aplicables al aprovechamiento de la biomasa residual. Uno de los factores fundamentales necesarios para la implementación y apropiación de nuevas tecnologías y el desarrollo o adaptación de nuevos mercados lo representa contar con el capital humano con la formación, capacidades y experiencia adecuadas. (Barrera Técnica b)	Incentivar los programas de formación en energías alternativas con énfasis en el aprovechamiento de la biomasa residual. Promover el entrenamiento y la implementación de sistemas de gestión energética, evaluación de ciclo de vida y sostenibilidad en la industria: i.e. SGEI, OPEN, ISO 50001 (PAS industria)	A través de reglamentación de la Ley 1715, se sugiere que el Gobierno Nacional promueva actividades de fomento a la formación y capacitación de capital humano calificado para el desarrollo e implementación de proyectos en FNCR, por ejemplo, a través de becas Colciencias, Ley 1715/2014 art. 24 Establecer programas académicos a través de las universidades y demás entidades educativas, para la capacitación en gestión integral de la energía, análisis de emisiones y ciclo de vida. Incentivar el desarrollo de un mercado para servicios de auditoría y certificación en sistemas de gestión energética (ISO 50001), huella de carbono y ciclo de vida (GHG e ISO 14064), con capacitación de auditores y expertos a todos los niveles, promoviendo especialmente la formación de auditores líderes a nivel nacional en ISO 50001.	MEN, ICETEX, SENA MME - UPME con apoyo de Min CIT y MADS

Objetivos de valorización energética de los RDB	Barreras al aprovechamiento energético de los RDB	Estrategias de aprovechamiento energético de los RDB	Mecanismos para el aprovechamiento energético de los RDB	Sujetos obligados y competencias institucionales
residual, y productos de electricidad y calor locales	Falta de capital humano con conocimiento de las tecnologías aplicables al aprovechamiento de la biomasa residual.	Desarrollo de pilotos demostrativos de las tecnologías de aprovechamiento energético de la biomasa residual.	Construir un portafolio país, en el que se reúnan las empresas y productos con sistemas de gestión de la energía y/o verificación de emisiones de gases de efecto invernadero.	
Aprovechar la empleabilidad de las cadenas energéticas de la biomasa para acimatar la paz y la equidad.	Prejuicio tecnológico, inclinación por tecnologías convencionales. En el caso de las energías renovables, un mercado compuesto por agentes con portafolios y tradición en nichos tecnológicos convencionales puede significar una barrera natural a la incorporación de nuevas fuentes. (Barrera Técnica c)	Posibilidad de participación en actividad de la generación distribuida de propiedad de la demanda, tanto de terceros, como lo son las posibles compañías ESCO (Energy Service Companies), o agentes industriales y no industriales como hoteles u hospitales, plazas de mercado, vertederos de basuras que no cuentan con procesos productivos pero sí pueden hacer uso tanto del calor como de la electricidad obtenidos de un proceso de transformación energética.	Desarrollo por parte de Colciencias – INNPulsa de proyectos pilotos empresariales en tecnologías y emprendimientos innovadores de aprovechamiento energético de la biomasa residual.	Colciencias – INNPulsa, PTP, SENA
			Misiones tecnológicas al exterior con el fin de desarrollo de benchmarking tecnológico.	Colciencias – INNPulsa, PTP, SENA
Apoyar financieramente a las empresas innovadoras en biomasa residual.	Dificultades de financiamiento. Dado el relativo desconocimiento por parte del sector financiero, especialmente en		Desarrollo reglamentario por parte de la CREG de la posibilidad de participar en la actividad de generación distribuida, de acuerdo con los lineamientos de la ley 1715/2014 y del decreto 2469 del 2 de diciembre de 2014. Resolución CREG 024/2015.	CREG
		Crear un fondo para apoyar el desarrollo de proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable en el	Reglamentar el funcionamiento del fondo para apoyar el desarrollo de proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable en el sistema energético nacional	MME, UPME

Objetivos de valorización energética de los RDB	Barreras al aprovechamiento energético de los RDB	Estrategias de aprovechamiento energético de los RDB	Mecanismos para el aprovechamiento energético de los RDB	Sujetos obligados y competencias institucionales
<p>Apoyar técnicamente a las empresas innovadoras en biomasa residual. Apalancar financieramente las actividades de innovación en el aprovechamiento energético de la biomasa que permita a las empresas constituidas asumir capital de riesgo corporativo y la vigilancia y prospectiva tecnológica, y a las nacientes tecnológicas, y a las nacientes incubarse, teniendo en cuenta que el aprovechamiento energético de la biomasa residual, se encuentra en plena fase de innovación y maduración tecnológica.</p>	<p>Colombia donde no se han gestado desarrollos importantes en proyectos con FNCE, tanto la financiación como la valoración del riesgo pueden arrojar tasas adversas que no se comparan con las de proyectos con tecnologías convencionales. Siendo los inconvenientes de financiamiento particularmente notables para pequeños inversionistas que no cuentan con facilidades de crédito. Esto último especialmente notorio para las características de plantas menores con potencia nominal entre 5 y 20 MW; y, de pequeña escala, con potencia nominal menor a 5 MW, las cuales representan un potencial energético importante en Colombia. (Barrera Administrativa b)</p>	<p>Sistema Energético Nacional (PAS energía)</p> <p>Establecer, revisar, ajustar y divulgar instrumentos financieros para desarrollar programas de eficiencia energética y fomentar el uso de fuentes renovables de energía en la industria. (PAS industria)</p>	<p>Realizar campañas de divulgación para dar a conocer y fomentar el uso del fondo</p> <p>Incluir la mitigación y la eficiencia energética como criterios para la selección de proyectos dentro de los diferentes programas y herramientas ofrecidos por Min CIT orientados al desarrollo empresarial</p> <p>Estandarizar la metodología de evaluación de proyectos de eficiencia energética y reducción de emisiones para priorizar la asignación de recursos y herramientas, en miras a la creación de la agencia nacional de eficiencia</p> <p>Ofrecer al sector empresarial a través de Bancoldex y otros bancos de desarrollo, mecanismos financieros como líneas de crédito u otros, para financiar proyectos de eficiencia energética.</p>	<p>MME, UPME</p> <p>MinCIT, Bancoldex / Banca de Desarrollo y de Inversión</p>

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4-6 Mecanismos y estrategias para promover el aprovechamiento eficiente de los RDB en Colombia, en el eslabón de GESTIÓN ENERGÉTICA.

Objetivos de valorización energética de los RDB	Barreras al aprovechamiento energético de los RDB	Estrategias de aprovechamiento energético de los RDB	Mecanismos para el aprovechamiento energético de los RDB	Sujetos obligados y competencias institucionales
Desarrollar Capital humano para el aprovechamiento energético de la biomasa residual. Desarrollar el capital humano local pertinente a la cadena productiva electroenergética capaz de aprovechar los Recursos de Biomasa (RBR) de la localidad	Falta de capital humano con conocimiento de las tecnologías aplicables al aprovechamiento de la biomasa residual. Uno de los factores fundamentales necesarios para la implementación y apropiación de nuevas tecnologías y el desarrollo o adaptación de nuevos mercados lo representa contar con el capital humano con la formación, capacidades y experiencia adecuadas. (Barrera Técnica b)	Desarrollo de programas de divulgación	Desarrollo de cartillas, guías y otros elementos multimediales de divulgación sobre el aprovechamiento energético de la biomasa residual.	MME, MADS, UPME
Desarrollar la energización rural sostenible a partir de Recursos de Biomasa (RBR) de manera que logren generar una cadena de valor auto sostenible y meritoria, aprovechando el carácter local del recurso y la posibilidad de apropiación de beneficios por agentes pertenecientes a las comunidades residentes.	Las barreras que enfrenta la energización rural sostenible a partir de recursos de biomasa son: existencia en las zonas rurales de una baja capacidad de generación de ingreso, uso restringido o ausencia de otros servicios públicos, bajos niveles de educación, falta de disponibilidad de información energética y socioeconómica de las áreas rurales, ampliación de la cobertura de energía eléctrica, con costos crecientes, predominante en las áreas rurales; potenciales de recursos energéticos locales, especialmente, FNCER, sin aprovechamiento para el desarrollo local de las áreas rurales, fuentes de financiación disponibles y proyectos con deficiencias significativas en su formulación y estructuración, escasos esquemas empresariales y poco adaptables a las condiciones de las áreas rurales, sostenibilidad de los proyectos energéticos incierta y poco viable, falta de coordinación interinstitucional e interorganizacional, que no ha logrado un impacto regional.	Reconocer los recursos de biomasa como una estrategia de energización integral de carácter local y pertinente para el desarrollo de actividades generadoras de bienes y servicios útiles a la comunidad rural.	Comprometer alianzas con los gobiernos locales y empresas de energía a fin de formular y desarrollar proyectos bajo la metodología PERS.	Gobiernos locales, Universidades, UPME, IPSE

Objetivos de valorización energética de los RDB	Barreras al aprovechamiento energético de los RDB	Estrategias de aprovechamiento energético de los RDB	Mecanismos para el aprovechamiento energético de los RDB	Sujetos obligados y competencias institucionales
<p>Desarrollar la respuesta de la demanda al precio con recursos distribuidos de energía a partir de biomasa residual.</p> <p>Aprovechar el carácter de prosumidor (consumidor y productor simultáneamente) de energía de la mayoría de los poseedores de recursos de biomasa y su ubicación en el lado de la demanda, con la finalidad de incrementar la eficiencia del mercado eléctrico y el abatimiento de gases de efecto invernadero</p>	<p>Las restricciones a decisiones de consumo y producción distribuida eficiente de energía, que conlleve a: traslado de consumo, aumento de la eficiencia energética de los equipos de uso final, acceder a contratos de control de carga, acceder a tarifas tiempo-variantes, acceder a mercados de energía y de servicios complementarios; en general, desarrollar una conducta de respuesta de la demanda al precio que coadyuve a la revelación de preferencias de la demanda y establecimiento de equilibrios competitivos o cercanos a este, en mercados mayoristas y minoristas de energía eléctrica.</p>	<p>Legislar para que los autogeneradores y la cogeneración terciaria puedan vender excedentes de energía a la red (PAS energía)</p>	<p>Regular la venta de excedentes de la autogeneración</p> <p>Regular procedimientos simplificados para la conexión de la autogeneración de pequeña escala</p> <p>Flexibilizar los requisitos para la venta de excedentes de la cogeneración terciaria</p> <p>Establecer reglamento técnico que rige la entrega de excedentes de la autogeneración y la cogeneración en la red de distribución</p> <p>Desarrollar esquemas de incentivos para los autogeneradores y cogeneradores que utilicen fuentes no convencionales de energía renovable</p> <p>Reglamentar el uso de contadores bidireccionales para las instalaciones que cuenten con autogeneración a pequeña escala</p>	<p>CREG, MME</p>
<p>La restricción de la elegibilidad del suministro o la elección del proveedor en función de la oferta más conveniente; la cual es conocida como la elegibilidad del cliente. La elección del proveedor de servicios de energía solo la pueden ejercer los usuarios no regulados del Sistema Interconectado Nacional; los cuales fueron definidos por la resolución CREG 131 de 1998, como aquellos que a partir del 1° de enero del 2000, superaran los límites de</p>	<p>La restricción de la elegibilidad del suministro o la elección del proveedor en función de la oferta más conveniente; la cual es conocida como la elegibilidad del cliente. La elección del proveedor de servicios de energía solo la pueden ejercer los usuarios no regulados del Sistema Interconectado Nacional; los cuales fueron definidos por la resolución CREG 131 de 1998, como aquellos que a partir del 1° de enero del 2000, superaran los límites de</p>	<p>Promover la respuesta de la demanda con el objeto de desplazar los consumos en periodos punta y procurar el aplanamiento de la curva de demanda, lo cual no contempla incrementos en la tarifas para desestimulo del consumo (PAS energía)</p>	<p>Promover la implementación de proyectos de entrega de excedentes de energía eléctrica por parte de autogeneradores al SIN</p> <p>Analizar la viabilidad de implementar esquemas de respuesta de la demanda en el SIN</p> <p>Promover la implementación de proyectos de respuesta de la demanda, incluye tarifas diferenciadas horarias (decrecientes) y demanda desconectable voluntaria</p>	<p>CREG, MME</p>

Objetivos de valorización energética de los RDB	Barreras al aprovechamiento energético de los RDB	Estrategias de aprovechamiento energético de los RDB	Mecanismos para el aprovechamiento energético de los RDB	Sujetos obligados y competencias institucionales
Desarrollar la respuesta de la demanda al precio con recursos distribuidos de energía a partir de biomasa residual.	potencia o consumo de 0,1 MW o 55 MWh, respectivamente	Gestión de la demanda mediante la regulación de tarifas de los energéticos (PAS industria)	<p>Establecer los mecanismos regulatorios y de mercados para desarrollar un sistema de respuesta de la demanda de energía eléctrica, de acuerdo al artículo 31 de la ley 1715 de 2014, cuidando de no afectar la productividad y competitividad del sector industrial, especialmente de los procesos continuos de producción que no pueden ser desplazados.</p> <p>Participar activamente como sector en el proceso de consulta de la reglamentación especialmente en las consultas referentes a la reglamentación de las medidas y señales para la gestión de demanda</p> <p>Generar escenarios de encuentro entre las empresas prestadoras de servicios y los industriales, donde se acuerden nuevos modelos que respondan a las características de la oferta horaria.</p>	CREG, MME, Apoyo y Seguimiento: Min CIT, ANDI, Empresas
	Restricción de acceso al mercado de restricciones de energía eléctrica. La biomasa posee características de aprovechamiento local y regional, y el mercado eléctrico colombiano actual posee pobres señales de localización que puedan orientar y aprovechar los poseedores de los recursos energéticos de biomasa residual. Si se emitieran señales de localización para la instalación de generación en las zonas congestionadas, reforzaría la situación competitiva, que hoy ya posee, la generación distribuida de origen local y regional como la biomasa residual. La instalación de plantas eléctricas que aprovechan la biomasa	Proponer esquemas de integración de las Redes Inteligentes en el SIN (PAS energía)	Definir la hoja de ruta para el desarrollo de las Redes Inteligentes en Colombia	MME, Colombia Inteligente, Empresas eléctricas
	Aprovechar el carácter local de los recursos de biomasa para apalancar el desarrollo económico de las localidades. Los recursos locales de biomasa pueden aportar soluciones de estabilidad, y eliminación de restricciones al sistema energético de manera competitiva en mercados complementarios de energía que emitan señales de localización que mejoren las características y desempeño del servicio eléctrico, y a la vez		<p>Establecer el reglamento técnico que rige la generación distribuida</p> <p>Desarrollar un programa de esquemas de telecomunicaciones e información (incluye programa de medición neta)</p> <p>Implementar proyecto de sistemas de medición avanzada</p>	ICONTEC, Onac, MME, MME, empresas distribuidoras, MinTIC

Objetivos de valorización energética de los RDB	Barreras al aprovechamiento energético de los RDB	Estrategias de aprovechamiento energético de los RDB	Mecanismos para el aprovechamiento energético de los RDB	Sujetos obligados y competencias institucionales
apalanquen el desarrollo económico de las localidades.	residual, aliviaría las rentas por congestión del SIN y aumentaría la eficiencia del mercado eléctrico, disminuyendo actuales distorsiones de mercado; además, disminuyendo la huella de carbono actual del SIN.		Desarrollar un programa para diseñar esquemas de control y monitoreo Desarrollar un programa para incorporar nuevas tecnologías para automatización de la distribución de energía eléctrica	MME, empresas distribuidoras
Desarrollar la coordinación administrativa interministerial para el aprovechamiento de largo plazo de los RDB.	Falta de coordinación interministerial para abordar el tema de valorización energética de los Residuos Sólidos Urbanos , en virtud a que bajo los modelos administrativos actuales surgen buena cantidad de problemas transversales de coordinación interministerial.	Desarrollar la coordinación interinstitucional para la valorización y aprovechamiento energético de los residuos sólidos urbanos (RSU)	Creación, mediante decreto, de una mesa de trabajo interinstitucional, liderada por el MADS y la UPME con la participación del MME, MADR, MINVIVIENDA, ASOCAR, y un representante de la CREG y de los generadores de energía; que cumpla como función principal realizar el análisis de valorización energética de los RSU, la erradicación de barreras para su aprovechamiento, la sistematización de información y experiencias de proyectos en materia de generación energética de biomasa y las dificultades de aplicación de la normatividad en esos casos.	MADS, UPME, MinVivienda, MME, MADR, ASOCAR, representante de la CREG y de los generadores de energía
Mejorar la regulación y reducir las barreras del aprovechamiento energético de los RDB. Lograr suficiente flexibilidad e integralidad local, regional y nacional, en los esquemas de regulación que fomenten la investigación y la innovación de la opción ambientalmente favorable y económicamente eficiente de uso energético de la biomasa residual	Posición dominante de algunos agentes del mercado que al contar con portafolios de tecnologías convencionales que han significado cuantiosas inversiones, dificultan la entrada de nuevas tecnologías que les compitan con posibilidad de llegar a ser más eficientes, costo efectivas y más amigables con el medio ambiente.	Trabajar y promover la regulación para la integración de fuentes convencionales de energía renovable en el Sistema Interconectado Nacional (PAS energía)	Revisar y proponer reglas para calcular la energía firme de las fuentes no convencionales de energía renovable (biomasa, geotérmica, solar y energía de los mares) en el Sistema Interconectado Nacional Establecer reglamentos técnicos que rijan la generación con las diferentes fuentes no convencionales de energía renovable	CREG, CNO, MME
		Posibilidad participación de la demanda ya sea directa y/o través de agregadores (ESCO) para crear la factibilidad de autoregulación del mercado.	Desarrollo reglamentario por parte de la CREG de la ley 1715/2014 y del decreto 2492 de 2014 para definir el modelo, condiciones e incentivos de participación. Resolución CREG 011/2015.	CREG

Objetivos de valorización energética de los RDB	Barreras al aprovechamiento energético de los RDB	Estrategias de aprovechamiento energético de los RDB	Mecanismos para el aprovechamiento energético de los RDB	Sujetos obligados y competencias institucionales
Mejorar la regulación y reducir las barreras del aprovechamiento energético de los RDB.	<p>Restricción de Información: en la realidad, algunas de las fallas normalmente relacionadas con la información son la ausencia absoluta de esta, dificultad de acceso, dispersión, costo, precisión o calidad, anticipación y la posibilidad de utilizarla o compartirla.</p>	<p>Estructurar la propuesta del esquema de manejo de la información del sector, que pueda ser compatible con la información requerida por el SUI (PAS RSU)</p>	<p>Fomentar y participar en mesas sectoriales los lineamientos para el diseño, implementación y operación de un observatorio que permita centralizar la información sobre las diferentes corrientes valorizables.</p>	<p>Gobierno Nacional (MVCT, MADS), Gobierno local</p>
	<p>Costos transaccionales elevados: en el caso de las FNCER, en el que la escala de los proyectos suele ser menor a la de proyectos con fuentes convencionales, los costos transaccionales asociados con la valoración del recurso, los permisos y el licenciamiento, la negociación de contratos de venta de energía y la interconexión, entre otros, suelen ser por ende más altos por MW instalado o MWh producido.</p>	<p>Establecer, revisar, ajustar y divulgar incentivos tributarios y no tributarios para desarrollar programas de eficiencia energética y fomentar el uso de fuentes renovables de energía en la industria (PAS industria)</p>	<p>Participar en la evaluación de incentivos para proyectos de eficiencia energética adelantado por la UPME y la Dirección de Cambio Climático del MADS</p>	<p>UPME, MME, MADS</p>
	<p>Desconocimiento de externalidades positivas. La ausencia de señales por parte del mercado para incentivar proyectos electro-energéticos de biomasa residual, como proyectos integrales para el eficiente aprovechamiento de residuos y la mitigación de la contaminación ambiental originada por algunos de estos se constituye en una externalidad positiva no reconocida por el mercado.</p>	<p>Reconocimiento del costo evitado por contaminación de residuos de biomasa.</p>	<p>Proponer y desarrollar el mecanismo de pagos compensatorios al uso de los recursos de biomasa para generación de energía que reconozca el costo evitado por contaminación de los residuos utilizados, alineados con los compromisos y acuerdos del país en las Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional (en inglés, Intended Nationally Determined Contributions - INDC) para la Conferencia de las Partes (COP 21) de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), y que podría cobijar a todos los poseedores de biomasa valorizada energéticamente y MADS. (Ley 1715/2014 art 18)</p>	<p>MADS, MME</p>

Fuente: Elaboración Propia.

4.5. Análisis de resultados

Considerando la necesidad en el país, de realizar un aprovechamiento óptimo de los recursos locales, dado el papel de la geopolítica, la dependencia de las fuentes convencionales y los incrementos de la demanda, el desarrollo de la bioenergía representa un gran potencial de aporte para la seguridad energética en el medio colombiano.

La introducción masiva de la bioenergía, tanto en el SIN como en ZNI, exige análisis detallados de aspectos técnicos, sociales y regulatorios. El principal aspecto a considerar, tanto en la política nacional como en la misma regulación, para fomentar el aprovechamiento eficiente de la bioenergía como recurso distribuido, o, como generación distribuida, es el análisis comparativo para identificar sus aportes al sistema; y, consecuentes mecanismos de apoyo, para este tipo de producción de electricidad.

Debido a que, si bien la regulación expedida en el medio colombiano, que se indica a través de los primeros apartados de este capítulo, tiene propósitos bien intencionados en cuanto a aspectos como transparencia y protección de la competencia, e incluso se han adelantado esquemas de subastas dirigidos a energías renovables, no se observa una regulación que de manera clara, incentive tanto a promotores como productores e inversionistas para emprender proyectos de generación distribuida, a partir de bioenergía.

Por lo anterior, los análisis de resultados de este capítulo, se han organizado en tres apartados, así: primero en lo relacionado con el aprovechamiento energético de los Recursos Distribuidos de Bioenergía (RDB), en Colombia, en el marco de la Ley 1715 de 2014; en segundo lugar, en lo relacionado con la orientación de la política y adecuación de la regulación vigente, respecto a los RDB, que se recomienda tanto a las entidades de definición de políticas, como a las de regulación, en el mismo sentido; y, las potenciales líneas de investigación respecto de la bioenergía para generación distribuida.

4.5.1 Elementos de análisis para la promoción del aprovechamiento energético eficiente de los Recursos Distribuidos de Bioenergía (RDB)

El aprovechamiento energético de los Recursos Distribuidos de Bioenergía (RDB), en Colombia, en el marco de la Ley 1715 de 2014, puede constituirse en un factor estratégico para alcanzar los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Esto debido a que la valorización energética de la biomasa atina a servir, como herramienta y a la vez propósito, de desarrollos socio-económicos, ambientales y energéticos diferenciados, para diversos sectores económicos y poblacionales del país, coadyuvando al apalancamiento económico de poblaciones rurales y a su asociatividad, a la sofisticación de las cadenas productivas y de servicios de varios sectores claves de la economía, mediante el desarrollo de la eficiencia energética combinada, de la producción simultánea de calor y electricidad del lado de la demanda; al abatimiento de CO_{2eq} en grandes proporciones, debido al carácter renovable del recurso energético, y, a su propio carácter de residuo degradable.

En el espíritu de la Ley 1715 de 2014, se propone crear y reglamentar el sistema de gestión integral de los RDB, con potencial energético aceptable, que permita:

- Cumplir con la facultad otorgada por la Ley, al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en colaboración con las Corporaciones Autónomas, para fijar los objetivos de valorización energética, para algunas tipologías concretas de residuos de interés energético, a partir de criterios ambientales de la gestión de residuos, de sostenibilidad ambiental y económica. Para ello, establecerá reglamentariamente un mecanismo que indicará los sujetos obligados e incluirá un sistema que permita la supervisión y certificación, así como un régimen de pagos compensatorios.
- Establecer las bases conceptuales del modelo de gestión integral de la biomasa, bajo el marco de la Guía Técnica Colombiana GTC-86 y fundamentado en la economía circular.

- Establecer y apropiar los objetivos de valorización energética de la biomasa, nacional, regional y local.
- Desarrollar los organismos administrativos del sistema de gestión integral de la biomasa, basados en lo dispuesto por la Ley 1715 y la normatividad nacional.
- Determinar los mecanismos de aseguramiento de la calidad del sistema de gestión integral de la biomasa.
- Categorizar y elaborar un catálogo actualizable de subproductos y materia prima secundaria de biomasa, susceptibles de valorización energética.
- Alargar el ciclo de vida de los subproductos catalogados y reincorporar su valor económico a través de la valorización energética, cerrando el ciclo productivo.
- Recuperar los residuos sólidos e introducirlos como materia prima secundaria a la cadena electro-energética a través de su valorización energética, mediante proyectos y planes dirigidos a la interceptación en la fuente de la fracción biodegradable de los residuos sólidos urbanos.
- Identificar los sujetos obligados del catálogo de subproductos y materia prima secundaria para la valorización energética.
- Diseñar y desarrollar un régimen de incentivos y pagos compensatorios para los sujetos obligados a valorizar energéticamente los biocombustibles sólidos recuperados, que cumplan con las normas de calidad; sin afectar las tarifas de aseo.
- El destino de los incentivos debe ir a fortalecer la estrategia de crecimiento verde, y en particular, la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC) a través de proyectos que aseguren el cierre de los ciclos de vida productivos, propios de la economía circular; y cumplan los objetivos de valorización energética, nacionales, regionales y locales.
- Garantizar el desarrollo de certificaciones y reglamentaciones de productos y procesos de los ciclos de vida cerrados, pertinentes para la valorización energética de los RDB.
- Asegurar el acceso y la realización de los productos energéticos obtenidos a través de la valorización energética de los

RDB, en los mercados del Sistema Energético Nacional y de las Zonas No Interconectadas.

- Organizar nuevos mercados a nivel local, regional y nacional, de biocombustibles de origen residual; que permitan asegurar el abastecimiento energético sostenible y la diversificación energética, considerando los efectos del cambio climático.
- Asegurar el desarrollo logístico local y rural que permita el transporte, acopio, intercambio y densificación de los RDB valorizados.
- Privilegiar la eficiencia energética a través de la cogeneración, la autogeneración, la generación distribuida y la participación de la demanda, con el uso intensivo y distribuido de recursos energéticos de biomasa.

Para el desarrollo apropiado de las estrategias y mecanismos para promover el aprovechamiento eficiente de los Recursos Distribuidos de Bioenergía (RDB), es necesario identificar y superar las barreras y limitantes que obstaculizan el logro de los objetivos de valorización energética de los RDB en el país:

- Una de las barreras identificadas que mayor impacto ocasiona, es el desconocimiento de los recursos, sus características y potencialidades energéticas y ambientales. Esto se manifestó en la omisión de la que fue objeto la biomasa en la política del Estado frente a la elaboración de la propuesta colombiana ante la XXI Conferencia Internacional sobre Cambio Climático COP 21. Esta política se basó en los resultados del documento “Productos analíticos para apoyar la toma de decisiones sobre acciones de mitigación a nivel sectorial: curvas de abatimiento para Colombia”, elaborado por la Universidad de los Andes en el año 2014, que negó a los recursos de biomasa en general, su carácter de renovables. Esto ocasionó que los portafolios tecnológicos, que contenían las propuestas tecnológicas de aprovechamiento de los recursos de biomasa, exhi-

bieran el peor resultado de la valoración de costo-efectividad del abatimiento de CO_{2eq}.

- La anterior situación ha impedido que se revele la gran potencialidad energética y ambiental de energía distribuida y flexible, con gran capacidad de desplazamiento de las energías contaminantes de origen fósil, que posee la energía eléctrica a partir de RDB. Como consecuencia de ello, el papel a jugar por los RDB dentro de la estrategia de desarrollo del SIN y de las ZNI debe ser replanteado, reconociendo el carácter renovable del recurso, su alto factor de capacidad y, su impacto positivo en la flexibilidad del sistema eléctrico.
- Un gran número de barreras identificadas son de carácter multisectorial, o, se manifiestan en cada sector de forma casi análoga, en virtud también de las restricciones tecnológicas y económicas del aprovechamiento energético de la biomasa. Esto es palpable en el caso de la restricción logística de limitación geográfica del acopio adecuado de los RDB para su aprovechamiento energético. Por tal razón y en dependencia de los RDB existentes, en una región determinada, la tecnología se debe elegir en función de las mezclas óptimas de disponibilidad de los recursos.
- En Colombia se privilegia la disposición final de los Residuos Sólidos Urbanos en vertederos, lo que ocasiona la no rentabilidad económica de la fuente de biomasa; ya que la sociedad ha invertido más energía y recursos económicos en su transporte y disposición final, que la que puede obtener de su aprovechamiento energético en el vertedero. En consecuencia, para la valorización energética de los RDB de Residuos Sólidos Urbanos (RSU), se impone la discriminación y pretratamiento mecánico-biológico en la fuente, de los subproductos orgánicos y biodegradables del consumo urbano y su conversión energética en instalaciones de energía distribuida, estratégicamente ubicadas.

A diferencia de otros países como España, Francia, Alemania, México, Argentina, Brasil, entre otros, Colombia tiene Leyes, pero no políticas nacionales en temas ambientales y energéticos. Esto limita el desarrollo de una cultura social hacia la autoregulación, participación ciudadana, uso eficiente de la energía y eficiencia energética. Más que regulación, Leyes y reglamentos, Colombia requiere una política energética; una visión, misión y objetivos de largo plazo, que promuevan:

- La inversión eficiente, con una visión integral de la cadena electro-energética desde la gestión y valorización adecuada de los recursos, hasta los usos finales y gestión integral de los residuos, subproductos y materia prima secundaria.
- La universalización del servicio eléctrico, para incluir las poblaciones menos privilegiadas y vulnerables.
- La gestión adecuada de los bienes comunes, entre ellos las energías renovables.
- La seguridad de abastecimiento de recursos renovables como garantía de suministro de insumos a otras cadenas como la eléctrica.
- El desarrollo sostenible mediante la promulgación de una política de economía circular que apalanque el desarrollo bajo en carbono autóctono de localidades y regiones del país,
- La planificación energética nacional con reglas claras y estables, basadas en los objetivos de la política nacional y energética.

En virtud a lo anterior, una de las recomendaciones, resultado del proyecto de investigación que dio origen a este libro, consiste en la formulación y aprobación de un libro blanco⁹ de la bioenergía en Colombia, que logre:

⁹ Un libro blanco, informe blanco o *white paper*, es un documento o guía con autoridad con el objetivo de ayudar a los lectores a comprender un tema, resolver o afrontar un problema (por ejemplo, diseñando una política gubernamental a largo plazo), o tomar una decisión. Los libros blancos se emplean especialmente en dos ámbitos: el gubernamental y el comercial, de comercio a comercio (por ejemplo, para ayudar a tomar decisiones, tanto políticas como de negocios).

- Integrar en un marco de política estatal, los conceptos, definiciones, estrategias, lineamientos y acciones sobre la bioenergía, como un conjunto indisoluble pero complejo a la vez, por su carácter multisectorial y su transversalidad multifuncional.
- Guiar la estrategia y la acción de los múltiples sectores involucrados en la bioenergía; y, sobre todo de aquella, proveniente de los RDB, centrados en desarrollar la potencialidad de la bioenergía para el desarrollo sostenible del país.
- El desarrollo del libro blanco de la Bioenergía en Colombia, podría ser liderado por la Comisión Intersectorial para el Manejo de Biocombustibles creada mediante decreto 2328 de 2008. Esta comisión es presidida por el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural (MADR), e integrada, además, por representantes del Ministerio de Minas y Energía (MME), Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio (MVCT), Ministerio de Comercio, Industria y Turismo (MINCIT) y por el Departamento Nacional de Planeación (DNP).

4.5.2 Elementos de análisis para la orientación de la política y la adecuación de la regulación respecto a la generación distribuida a partir de bioenergía

A partir de lo determinado en la Ley 1715 de 2014, respecto de la biomasa, por parte de la administración de la política energética a nivel nacional, se deberán profundizar los análisis, para reducir o eliminar las barreras y hacer viable el uso de esta forma de generación de electricidad.

Los principales elementos de los mencionados análisis, para establecer la orientación y definición de políticas, deben contar con las siguientes características:

- Aplicables a diversos sitios geográficos, a los diferentes procesos de transformación y de generación de electricidad mediante generación distribuida.

- Flexibilidad respecto de las diversas circunstancias de las zonas y/o mercados donde se realiza el aprovechamiento energético de la biomasa.
- Adopción de mecanismos equitativos que promuevan la confianza, tanto de inversionistas como de la comunidad.

De otra parte, a continuación, se indican algunos tipos de medidas políticas y regulatorias, para la promoción de la generación distribuida a partir de bioenergía:

- Incentivos sobre la base de tarifas, que resultan en tasas internas de retorno favorables, por ejemplo, a través de esquemas Feed in Tariffs
- Establecimiento de cuotas mínimas
- Certificados verdes
- Acuerdos de compra de energía
- Apoyo a la inversión, garantías de préstamo, incentivos fiscales
- Apoyo para la evaluación de potencialidades
- Subvenciones para investigación y desarrollo

Además, para la adecuación de la regulación respecto a la generación distribuida a partir de bioenergía; y, para incentivar a productores e inversionistas, por parte de los organismos de regulación y/o de definición de políticas, se han identificado los siguientes tipos de escenarios, en los que puedan ser aplicadas, alternativas como las siguientes:

- Actuación o intervención sobre el precio y/o retribución recibida, sobre la cantidad de potencia a instalar.
- Actuación o intervención sobre el precio y/o retribución recibida, sobre la cantidad de energía a generar.
- Actuación o intervención en la fase preoperativa.
- Actuación o intervención en la fase de operación (generación de energía).

4.5.3. Potenciales líneas de investigación respecto de la bioenergía para generación distribuida

En labores de conceptualización y análisis de la bioenergía como fuente para generación distribuida de energía, deben ser considerados, tres (3) elementos críticos que afectan su aplicación: a) las materias primas son diferentes, con variedades de naturaleza y formas, y, propiedades distintas; b) diversos tipos de procesos de conversión de energía, en particular, combustión, gasificación, pirólisis, digestión anaeróbica, transesterificación, entre otros; c) múltiples tecnologías de generación de electricidad, como ciclos simple de vapor de gas, ciclo combinado, ciclos de motor de combustión interna, ciclos orgánicos, etc.

Por otra parte, aspectos de la biomasa, como su relativamente bajo poder calorífico, baja densidad, costos de manipulación y transporte, hacen que se requieran análisis detallados, respecto de la calificación de su aptitud, de la garantía de disponibilidad, así como de su potencial de aprovechamiento en generación distribuida para la generación de electricidad.

De acuerdo con lo anterior, se sugiere adoptar y promover temas y/o líneas de investigación para el desarrollo de la regulación de bioenergía como fuente de producción de energía mediante generación distribuida, como las que se indican a continuación:

- Análisis de aptitudes y desempeño de recursos o materias primas locales, para la combustión, gasificación y pirólisis de biomasa.
- Análisis de aptitudes y desempeño de recursos o materias primas locales, para la digestión anaeróbica, fermentación alcohólica y transesterificación de biomasa.
- Sistemas de combustión y gasificación de biomasa de lecho fluidizado.
- Análisis de los diferentes tipos de gasificación de biomasa

- Sistemas de aprovechamiento de biomasa a través de pirólisis rápida.
- Producción de hidrogeno a partir de biomasa. Análisis de parámetros y condiciones
- Ciclos termodinámicos de generación de electricidad aplicables al aprovechamiento energético de la biomasa. Análisis de parámetros y condiciones.
- Cogeneración a partir de biomasa.
- Generación de energía eléctrica a partir de biomasa, mediante ciclo orgánico de Rankine.
- Ciclos combinados de generación de electricidad aplicable al aprovechamiento energético de la biomasa. Análisis de parámetros y condiciones.
- Biorefinerías
- Cargo por confiabilidad para recursos distribuidos a partir de bioenergía

4.6. Conclusiones

- Impele la necesidad que se revele la gran potencialidad energética y ambiental de energía distribuida y flexible, con gran capacidad de desplazamiento de las energías contaminantes de origen fósil, que posee la energía eléctrica a partir de RDB. Como consecuencia de ello, el papel a jugar por los RDB dentro de la estrategia de desarrollo del SIN y de las ZNI debe ser replanteado, reconociendo el carácter renovable del recurso, su alto factor de capacidad y, su impacto positivo en la flexibilidad del sistema eléctrico.
- Por lo general, los Recursos Distribuidos de Bioenergía (RDB) se encuentran en cantidad limitada, por lo que la producción de bioenergía tiene baja capacidad y, hasta ahora, no se ha beneficiado de las economías de escala asociadas con altos volúmenes de producción. Sin embargo, dado su factor de capacidad global alto, entre 64 y 86% para 2019, aportan importante energía firme y flexibilidad operativa a los sistemas eléctricos, a costos competitivos, respecto a otros recursos distribuidos de energía y a combustibles fósiles como el carbón, que está entre los más baratos.
- En el caso de las externalidades positivas de la bioenergía, como ser una energía limpia, renovable y que aporta a la energía firme por sus características como recurso energético distribuido, entre las más importantes, los individuos perciben que el producto es más costoso de lo que realmente es, desde el punto de vista de la sociedad en su conjunto. Mientras que, ocurre lo contrario con las externalidades negativas (como la contaminación ambiental), del uso energético de recursos fósiles, para el cual los individuos consideran que la electricidad es más barata de lo que realmente es para la sociedad en su conjunto. Es por ello que, en términos generales, se considera que las externalidades y los conceptos de bienes públicos y bienes comunes, son factores que impiden lograr

una asignación eficiente de recursos a través de los mercados particulares.

- La regulación existente no contempla otros acercamientos no estándares de la teoría económica, aunque aceptados por la comunidad científica como la teoría de los recursos de uso común. Existe evidencia de la necesidad de revisar y actualizar la regulación económica de la industria eléctrica adaptándola a las nuevas realidades económicas, tecnológicas, ambientales y sociales; en particular, a la de la integración de los Recursos Distribuidos de Bioenergía (RDB) en los sistemas energéticos nacionales, como oferta no convencional de energía.
- El marco institucional de la regulación económica del sector eléctrico solo contempla explícitamente los bienes energía eléctrica y potencia eléctrica más sus derivados y bienes complementarios; también el servicio domiciliario de electricidad. En tanto, la flexibilidad y la seguridad de abastecimiento eléctrico no sean consideradas bienes económicos, su regulación económica no se podrá definir.
- Para autogeneradores a pequeña escala, AGPE, la regulación en Colombia, tanto para el Sistema Interconectado Nacional (SIN), como para Zonas No Interconectadas (ZNI), establece procedimientos simplificados de conexión, para potencias menores a 1 MW.
- Se establecen en la regulación, procedimientos simplificados de conexión para: a) AGPE (Auto Generador a Pequeña Escala) con potencia instalada menor a 0,1 MW y generador distribuido GD, b) AGPE con potencia instalada mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1 MW. También aplican al procedimiento simplificado de conexión los autogeneradores con capacidades de entrega de excedentes a la red, correspondientes a una capacidad entre 1 y 5 MW.
- Si bien en la regulación para autogeneración, no se diferencia el tipo de recurso energético empleado, para el caso de los autogeneradores a pequeña escala que utilicen Fuentes No

Convencionales de Energía Renovable (FNCER), los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía.

- No obstante, la diversidad tecnológica, la estructura de costos índice (medios anuales) fijos, variables y totales, permite tener una base de datos consistente y la posibilidad de hacer análisis comparativos. Si se comparan los valores de los costos totales, como la suma del flujo de los costos fijos a lo largo de la vida útil de la unidad más los costos variables, de las diferentes tecnologías para el aprovechamiento de los recursos energéticos, a la luz de su eficiencia económica y técnica, todas son tecnologías competitivas que pueden ser concurrentes; es decir, todas suman para el suministro eléctrico. Hasta ahora, en ningún caso, cualquiera de estas tecnologías puede sustituir completamente a otra; cada tecnología aporta diferentes características técnicas y tecnológicas a diferentes costos en el sistema eléctrico donde se instale.
- Las inversiones en el medio plazo permiten gestionar de mejor manera el riesgo de una interrupción del suministro. Estas inversiones pueden ser vistas como indicadores de los costos económicos de fijación de precios diferenciados: precios que dan señales de localización y tipo de recursos para el suministro eléctrico. Por una parte, las preferencias de los consumidores se expresarían en el mercado; los generadores y proveedores, así como los clientes o agentes que actúan en su nombre, serían capaces de tomar decisiones óptimas de inversión y el bienestar económico general se maximizaría. De otra parte, los consumidores finales pueden asumir el nuevo rol de “autoproductores”, que favorece la creación de nuevos modelos de negocios.
- La dificultad de proveer eficientemente los servicios y bienes públicos es una tarea complicada (intrínsecamente más difícil que la provisión eficiente de bienes privados). El mercado entrega información a través de los precios; estos teórica-

mente reflejan la disposición a pagar de los compradores y la disposición a aceptar de los vendedores. Sin embargo, las externalidades en general, se caracterizan por la complejidad para cuantificar y valorar sus beneficios y porque no existe una adecuada definición de los derechos de propiedad sobre dichos recursos. En definitiva, estos aspectos son los que subyacen a los problemas de la gestión actual de los Recursos Distribuidos de la Bioenergía (RDB).

- Esta investigación permitió identificar un número importante de barreras de tipo técnico, administrativo, de mercado y socio-económicas para el desarrollo de los RDB; por ello, se requiere aunar esfuerzos para enfrentar y superar dichas barreras, a fin de lograr una participación más representativa de estos recursos distribuidos, acorde con los potenciales que se presentan y los beneficios y reducción de costos que ofrecen.

4.7. Referencias

Afanador, E., Betancur, L., Cañón, C., Corredor, P., Lecaros, F., Palomo, N., Rickerson, W., & Torres, A. (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. UPME - Unidad de Planeación Minero Energética. http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf

Beck, F., & Martinot, E. (2004). Renewable Energy Policies and Barriers (Volume 5; Encyclopedia of Energy, p. 19). Elsevier Inc. http://www.martinot.info/Beck_Martinot_AP.pdf

Benegas-Lynch, A. (1998). BIENES PÚBLICOS, EXTERNALIDADES Y LOS FREE-RIDERS: EL ARGUMENTO RECONSIDERADO. 16. <https://newmedia.ufm.edu/video/bienes-publicos-externalidades-y-los-free-riders-el-argumento-reconsiderado/>.

Buriticá-Arboleda, C. I., & Álvarez-Bel, C. (2011). Decentralized energy: Key to improve the electric supply security. 1-6. <https://doi.org/10.1109/IS-GT-LA.2011.6083197>

Buriticá-Arboleda, C. I., Ramírez-Escobar, C. A., & Álvarez-Bel, C. (2019). La seguridad de abastecimiento eléctrico en mercados liberalizados (1ra edición). Editorial Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

CAF, & FB, F. B. (2013). 2-ENERGÍA: UNA VISIÓN SOBRE LOS RETOS Y OPORTUNIDADES EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE. MARCO INSTITUCIONAL Y ANÁLISIS DE LA REGULACIÓN. Corporación Andina de Fomento - CAF. <http://fundacionbariloche.org.ar/wp-content/uploads/2014/09/2-CAF-Agenda-Energ%C3%A9tica-Marco-institucional.pdf>

Ley 1715, Pub. L. No. Ley 1715 de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional., 26 (2014). https://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/Ley_1715_2014.pdf

CREG 025, Pub. L. No. Resolución CREG 025 de 1995. Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional, 141 (1995). [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789boc/3a940408d-14bf2e80525785a007a653b/\\$FILE/Cro25-95.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789boc/3a940408d-14bf2e80525785a007a653b/$FILE/Cro25-95.pdf)

CREG 070, Resolución CREG 070 de 1998. Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. 63 (1998). [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789boc/d893d-ffe93e1ea30525785a007a6245/\\$FILE/Creg070-98.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789boc/d893d-ffe93e1ea30525785a007a6245/$FILE/Creg070-98.pdf)

CREG 106, Pub. L. No. Resolución CREG 106 de 2006. Por la cual se modifican los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión de generadores a los Sistema de Transmisión Nacional, Sistemas de Transmisión Regional o Sistemas de Distribución Local., 8 (2006). [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/217bfd39c5476fd0525785a007a6dab/\\$FILE/Creg106-2006.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/217bfd39c5476fd0525785a007a6dab/$FILE/Creg106-2006.pdf)

CREG 119, Pub. L. No. Resolución CREG 119 de 2007. Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional., 29 (2007). [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/c63f06a9114e1a150525785a007a6fa2/\\$FILE/Creg119-2007.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/c63f06a9114e1a150525785a007a6fa2/$FILE/Creg119-2007.pdf)

CREG 005, Pub. L. No. Resolución CREG 005 de 2010. Por la cual se determinan los requisitos y condiciones técnicas que deben cumplir los procesos de cogeneración y se regala esta actividad., 13 (2010). [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789boc/0e-a6628577ffa6dc0525785a007a7250/\\$FILE/Creg005-2010.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789boc/0e-a6628577ffa6dc0525785a007a7250/$FILE/Creg005-2010.pdf)

CREG 157, Pub. L. No. CREG 157 de 2011. Por la cual se modifican las normas sobre el registro de fronteras comerciales y contratos de energía de largo plazo, y se adoptan otras disposiciones., 22 (2011). [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b-0c/8894353898e2bd680525796d007f8116/\\$FILE/Creg157-2011.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b-0c/8894353898e2bd680525796d007f8116/$FILE/Creg157-2011.pdf)

CREG 038, Pub. L. No. Resolución CREG 038 de 2014. Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes., 65 (2014). [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d-5ffb5b05256eee00709c02/0131f0642192a5a205257cd800728c5e/\\$FILE/Creg038-2014.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d-5ffb5b05256eee00709c02/0131f0642192a5a205257cd800728c5e/$FILE/Creg038-2014.pdf)

CREG 030, Pub. L. No. Resolución CREG 030 de 2018. Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional., 27 (2018). [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee-00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/\\$FILE/Creg030-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee-00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/$FILE/Creg030-2018.pdf)

CREG 038, Pub. L. No. Resolución CREG 038 de 2018. Por la cual se regula la actividad de autogeneración en las zonas no interconectadas y se dictan algunas disposiciones sobre la generación distribuida en las zonas no interconectadas., 20 (2018). [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d-18d2d5ffb5b05256eee00709c02/71e64d5b21da40e8052582830078b66e/\\$FILE/Creg038-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d-18d2d5ffb5b05256eee00709c02/71e64d5b21da40e8052582830078b66e/$FILE/Creg038-2018.pdf)

DNP. (2015). Lineamientos de política para la Asociatividad Rural en Colombia “Rutas Para La Asociatividad Rural”.

Eksioglu, S. D., Rebennack, S., & Pardalos, P. M. (2015). Handbook of Bioenergy. Bioenergy Supply Chain—Models and Applications. Springer International Publishing Switzerland. <http://www.springer.com/series/8368>

Frank, R. (2001). Microeconomía y conducta (ARAVACA). S.A. MCGRAW-HILL / INTERAMERICANA DE ESPAÑA.

IRENA. (2018). Renewable Power Generation Costs in 2017, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf

IRENA. (2019). Renewable Power Generation Costs in 2018, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf

IRENA, international renewable E. A. (2011). Biomass. Bioenergy Cost Data and LCOE 2011 Review. <https://www.irena.org/costs/Charts/Biomass>

Kaygusuz, K. (2015). A perspective for potential and technology of bioenergy in Turkey_ Present case and future view | Elsevier Enhanced Reader. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.096>

Kost, C., Shammugam, S., Jülch, V., Nguyen, H.-T., & Schlegl, T. (2018). Levelized Cost of Electricity- Renewable Energy Technologies. 42.

Moysi, B. A. (2008, mayo 27). Logística y abastecimiento de la biomasa. Cámara de comercio Alemana para España- Jornada Hispano -Alemana de Bioenergía. <https://docplayer.es/12647445-Logistica-y-abastecimiento-de-la-biomasa.html>

Nunes, L. J. R., Causer, T. P., & Ciolkosz, D. (2020). Biomass for energy: A review on supply chain management models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 120, 109658. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109658>

OECD, O. for E. C. and D. (1997). Regulatory Reform, Privatization and Competition Policy. (p. 40).

OLADE. (2017). Manual de Planificación Energética (2da edición, marzo 2017). Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Ouyang, X., & Lin, B. (2014, abril 13). Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China | Elsevier Enhanced Reader. Levelized Cost of Electricity (LCOE) of Renewable Energies and Required Subsidies in China. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.03.030>

Pueyo, A., & Maestre, M. (2019). Linking energy access, gender and poverty: A review of the literature on productive uses of energy. *Energy Research & Social Science*, 53, 170-181. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.02.019>

Stark, C. (2000). Regulación, Agencias Reguladoras e Innovación de la Gestión Pública en América Latina. (p. 67). Proyecto ILPES-CAF Marco Regulatorio, Privatización y Modernización del Estado. https://www.academia.edu/6079076/Regulaci%C3%B3n_Agencias_Reguladoras_e_Innovaci%C3%B3n_de_la_Gesti%C3%B3n_P%C3%BAblica_en_Am%C3%A9rica_Latina

Stoft, S. (2002). Power system economics: Designing markets for electricity. IEEE Press ; Wiley-Interscience.

Tiwari, S., Ahmed, W., & Sarkar, B. (2018). Multi-item sustainable green production system under trade-credit and partial backordering. *Journal of Cleaner Production*, 204, 82-95. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.08.181>

UniAndes. (2014). Productos analíticos sectoriales para apoyar la toma de decisiones sobre acciones de mitigación anivel sectorial: Curvas de abatimiento para Colombia. https://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/estudios_de_costos_de_abatimiento/general/General.pdf

UPME 281, Pub. L. No. Resolución UPME 281 de 2015. Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala., 2 (2015). <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/col146970.pdf>

U.S. Energy Information Adm, E. (2019). Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2019. 25.

XM. (2014). Informe consolidado del Mercado (2014). http://www.xm.com.co/Informes%20Mensuales%20de%20Anlisis%20del%20Mercado/00_Informe_Consolidado_TXR_11_2014.pdf